

“REQUERIMIENTOS DE ALMACENAMIENTO PARA EL  
CONTROL DE LA REGULACIÓN PRIMARIA EN GRANDES  
CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED  
CON CONTROL DE RAMPAS”



Grado en Ingeniería  
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

Autor: Xanti Izal Orradre

Tutores: Javier Marcos Álvarez

Íñigo de la Parra Laita

Pamplona, 28 de Enero de 2016







*En especial a mi familia*

*A Silvia*

*A mis tutores Javier Marcos Álvarez e Iñigo de la Parra Laita, por todo el  
esfuerzo y tiempo que han dedicado hacia mí*

*Compañeros de laboratorio*

*A mis amigos*

*Profesores*

*Compañeros de clase*

*Y en definitiva a todo el mundo que ha puesto un poco de su parte para que  
este trabajo saliera lo mejor posible,*

*Gracias!*



# Abstract

This report aims to analyse the actual and future grid codes relative to primary regulation control.

Research conducted as part of this work quantifies the requirements needed for storage. Those will be evaluated through Matlab simulation making use of real photovoltaic data.

The objective is to create a control system that will bring the possibility of smoothing the photovoltaic power fluctuations as well as to proportion primary regulation using as minimum storage system as possible.

This work considers on the one hand the so called 'ramp-rate' control method in order to smooth the fluctuations, and, on the other hand, the applicable law in Spain for the primary regulation. To optimize the storage system required in each method the SOC control is applied.

# Laburpena

Gradu amaierako proiektu honetan gaur egungo eta iraganeko sare elektrikoaren hausnarketa egingo da, frekuentziaren lehendabiziko erregulaketa kontrolarekin zer ikusia duelarik.

Ondoren horretarako beharrezkoa den elektrizitate bateria sistema aztertuko da, Matlab programaren bitartez benetako datu fotovoltaikeoz baliatuz programatzen.

Helburua kontrol sistema bat lortzea da, non gai den potentzia fotovoltaiakoak eratzen duen oszilazioa leuntzea.

Alde batetik oszilazioaren filtrazioa "ramp-rate" kontrola duen izenarekin egingo da, eta bestetik, lehendabiziko erregulazio kontrola aplikatzeko, gaur egun Espainian erabiltzen diren araudiak erabiliko dira. Bai batan eta bai bestean SOC kontrola erabiliko da, bateria sistema murrizteko helburuarekin

## Resumen

En este Trabajo Fin de Grado se realizará un primer análisis de los códigos de red actuales y futuros, relacionados con el control de regulación primaria.

A continuación se cuantificarán los requerimientos de almacenamiento necesarios y se validarán mediante simulación en Matlab con datos fotovoltaicos reales.

El objetivo es crear un sistema de control que permita limitar las rampas de la generación fotovoltaica, así como proporcionar regulación primaria utilizando el mínimo almacenamiento posible.

El rampeado se realizará mediante un método llamado “Ramp-rate” control, mientras que la regulación primaria se hará utilizando la normativa actual en España. Para optimizar el sistema de almacenamiento requerido, tanto un método como otro se realizará con el control SOC.



# ÍNDICE

<b>ÍNDICE FIGURAS .....</b>	<b>iii</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>vi</b>
<b>OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
1.1 SISTEMA ELÉCTRICO .....	6
1.2 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	6
1.3 EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	7
1.4 ESTABILIDAD Y CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	10
<b>2 CONTROL DE LA GENERACIÓN.....</b>	<b>14</b>
2.1 UTILIZACIÓN DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	15
2.1.1 Ramp-rate control .....	15
2.1.2 Moving average system.....	15
2.1.3 Step-rate control .....	15
2.2 OPERACIÓN DEL MPPT .....	16
2.3 SISTEMAS HÍBRIDOS .....	16
2.4 VOLANTES DE INERCIA [8].....	16
<b>3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA .....</b>	<b>17</b>
3.1 FRECUENCIA .....	17
3.2 REGULACIÓN PRIMARIA EN ESPAÑA .....	21
3.3 NORMATIVAS FUTURAS PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA EN ENERGÍAS RENOVABLES .....	23
<b>4 REGULACIÓN PRIMARIA APLICADA A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>26</b>
4.1 REGULACIÓN PRIMARIA SIN CONTROL DE SOC .....	26
4.1.1 Regulación primaria normativa P.O.12.2.....	27
4.1.2 Regulación primaria normativa “Perspectiva Futuro” .....	31
4.1.3 Conclusión .....	35
4.1 REGULACIÓN PRIMARIA CON CONTROL DE SOC.....	35
4.1.4 Regulación primaria SOC normativa P.O.12.2. ....	37
4.1.5 Regulación primaria con SOC normativa “Perspectiva Futuro”. ....	38
4.1.6 Inconvenientes SOC.....	40
4.1.7 Comparación regulación primaria con SOC y sin SOC .....	45

<b>5</b>	<b><i>FILTRADO</i></b>	<b>46</b>
5.1	Ramp-rate control.....	49
5.2	Ramp-rate control basado en el modelo de la planta FV.....	49
5.1.1	Análisis.....	59
5.3	Conclusión .....	61
<b>6</b>	<b><i>FILTRADO Y REGULACIÓN PRIMARIA, ALMACENAMIENTO DE TRES BANDAS ....</i></b>	<b>63</b>
6.1	Filtrado y regulación primaria.....	63
<b>7</b>	<b><i>OPTIMIZACIÓN SISTEMA ALMACENAMIENTO</i></b>	<b>71</b>
7.1	Reducción banda inferior .....	71
7.1.1	Conclusión .....	72
7.2	Reducción banda superior .....	73
7.1.2	Conclusión .....	74
<b>8</b>	<b><i>RESULTADO FINAL: ALMACENAMIENTO DE DOS BANDAS.....</i></b>	<b>76</b>
8.1	Filtrado por rampas + regulación primaria normativa P.O.12.2.....	76
8.2	Filtrado por rampas + regulación primaria normativa “Perspectiva Futuro.....	78
<b>9</b>	<b><i>PRESUPUESTO</i></b>	<b>80</b>
<b>10</b>	<b><i>CONCLUSIÓN Y LÍNEAS FUTURAS</i></b>	<b>82</b>

# ÍNDICE FIGURAS

<b>Figura 0.1</b> Generación fotovoltaica, planta MOURA (1.1MW) del 23/06/2006 hasta el 22/06/2007. ____	1
<b>Figura 0.2</b> Variación de frecuencia en España _____	2
<b>Figura 1.1 a) y b)</b> Potencia instalada a 31/12/2014 en el sistema eléctrico peninsular, y cobertura de la demanda para todo el año 2014. _____	7
<b>Figura 1.2</b> Evolución energías renovables en España [2]. _____	8
<b>Figura 1.3</b> Valores actuales de la potencia instalada para las energías renovables a noviembre de 2015 [2]. _____	8
<b>Figura 1.4</b> Generación y demanda en tiempo real para el día 5 de Julio de 2015 _____	9
<b>Figura 1.5</b> Propagación del fallo ocurrido en un punto concreto de Alemania el 11 de Noviembre de 2006 _____	11
<b>Figura 1.6</b> Variación de la frecuencia en España, Noviembre 2006. _____	12
<b>Figura 1.7</b> Variación de la frecuencia de España, para el 3 de Noviembre.. _____	12
<b>Figura 2.1</b> Potencia fotovoltaica desde el 21 de Diciembre hasta el 24 de Diciembre. _____	14
<b>Figura 3.1</b> Valor de frecuencia nominal en todo el mundo.. _____	17
<b>Figura 3.2</b> Variación de frecuencia, $\Delta f$ (mHz) para un día aleatorio como es por ejemplo el 9 de Octubre de 2006 _____	19
<b>Figura 3.3</b> Regulación primaria, secundaria y terciaria _____	21
<b>Figura 3.4 a) y b)</b> Regulación primaria normativa P.O.1.5 _____	22
<b>Figura 3.5 a) y b)</b> Regulación primaria normativa P.O.12.2. _____	24
<b>Figura 3.6 a) y b)</b> Regulación primaria normativa P.O.12.2. _____	25
<b>Figura 4.1</b> Esquema de la regulación primaria en una central FV. _____	26
<b>Figura 4.2</b> Regulación primaria generación FV sin control SOC. Sistema de Lazo Abierto. _____	26
<b>Figura 4.3</b> Regulación primaria normativa P.O.12.2. _____	27
<b>Figura 4.4</b> Funcionamiento regulación primaria, $\Delta f$ y $\Delta P$ para un tiempo aleatorio _____	28
<b>Figura 4.5</b> Regulación primaria aplicada a la $P_{fv}$ para el 1 de Noviembre de 2006. _____	28
<b>Figura 4.6</b> ZOOM de la Figura 4.5 _____	29
<b>Figura 4.7</b> Funcionamiento regulación primaria normativa P.O.12.2. _____	29
<b>Figura 4.8</b> Sistema de almacenamiento para la normativa P.O.12.2. sin control de SOC. _____	30
<b>Figura 4.9</b> Regulación primaria normativa "Perspectiva Futuro". _____	31
<b>Figura 4.10</b> Funcionamiento regulación primaria, $\Delta f$ y $\Delta P$ para un tiempo aleatorio _____	32
<b>Figura 4.11</b> Regulación primaria aplicada a la $P_{fv}$ para el 1 de Noviembre de 2006. _____	32
<b>Figura 4.12</b> ZOOM de la Figura 4.11. _____	33
<b>Figura 4.13</b> Funcionamiento regulación primaria normativa "Perspectiva Futuro". _____	33
<b>Figura 4.14</b> Sistema de almacenamiento para la normativa P.O.12.2. sin control de SOC _____	34
<b>Figura 4.15 a) y b)</b> Comparación de la regulación primaria aplicada a las dos normativas _____	35
<b>Figura 4.16</b> Lazo de control del SOC. _____	36
<b>Figura 4.17</b> Ebat y SOC con $K=2$ . _____	37
<b>Figura 4.18</b> Regulación primaria normativa P.O.12.2.. _____	38
<b>Figura 4.19 a) y b)</b> $P_{bat}$ y Ebat para el 26 de Julio de 2006 _____	38
<b>Figura 4.20</b> Ebat y SOC con $K=2$ . _____	39
<b>Figura 4.21</b> Regulación primaria normativa "Perspectiva Futuro" _____	39
<b>Figura 4.22 a) y b)</b> $P_{bat}$ y Ebat para el 8 de Abril _____	40

<b>Figura 4.23</b> Actuación regulación primaria $\Delta f < 0$ , ZOOM Pfv y Pfv,regulación.	40
<b>Figura 4.24</b> Actuación regulación primaria $\Delta f > 0$ , ZOOM Pfv y Pfv,regulación	41
<b>Figura 4.25</b> Caso 1 y Caso 3, SOC > 50%.	41
<b>Figura 4.26</b> Caso 1 y Caso 3, SOC > 50% ZOOM.	42
<b>Figura 4.27</b> Caso 1	42
<b>Figura 4.28</b> Caso 3	42
<b>Figura 4.29</b> Caso 2 y Caso 4, SOC < 50%.	43
<b>Figura 4.30</b> Caso 2 y Caso 4, SOC < 50% ZOOM	43
<b>Figura 4.31</b> Caso 2	43
<b>Figura 4.32</b> Caso 4	44
<b>Figura 5.1</b> Oscilación Pfv, $\Delta P$ %Pn/5seg	46
<b>Figura 5.2</b> Potencia FV el día 31 de Marzo, día con mucha fluctuación	47
<b>Figura 5.3</b> Variación potencia $\Delta P$ (%/5min) para el día 31 de Marzo	47
<b>Figura 5.4</b> Potencia FV y Potencia FV filtrada	48
<b>Figura 5.5</b> Oscilación minutal en % respecto su Pn de la Potencia FV filtrada, ( $\Delta P$ %/min)	48
<b>Figura 5.6</b> Generación fotovoltaica, día claro y día oscuro.	50
<b>Figura 5.7</b> Simulación Cbat,c	51
<b>Figura 5.8</b> Simulación Cbat,d	52
<b>Figura 5.9</b> Estado de la Pfv, día claro	53
<b>Figura 5.10</b> Cbat,c y Cbat,d para un día claro	54
<b>Figura 5.11</b> Estado de la Pfv, día oscuro	54
<b>Figura 5.12</b> Cbat,c y Cbat,d para un día oscuro	55
<b>Figura 5.13</b> Estado Pfv, día medio	55
<b>Figura 5.14</b> (ec. 5.7) y (ec. 5.8) para un día intermedio	56
<b>Figura 5.15</b> Esquema control de SOC	56
<b>Figura 5.16 a) y b)</b> Control de rampas basado en el modelo de la planta, Ebat,ref.	57
<b>Figura 5.17 a) y b)</b> Sistema de almacenamiento con K=6..	57
<b>Figura 5.18 a) y b)</b> Sistema de almacenamiento con K=2	58
<b>Figura 5.19 a) y b)</b> Funcionamiento control SOC K=6 y K=2.	58
<b>Figura 5.20</b> Funcionamiento Ebat,ref y Ebat para un día claro	59
<b>Figura 5.21 a) b) y c).</b> Pfv y Pfv,filt, Pbat y Ebat,ref y Ebat.	60
<b>Figura 5.22</b> Sistema de almacenamiento para el filtrado por rampa "ramp-control"	61
<b>Figura 5.23</b> Variación Ebat,ref en función del tiempo	61
<b>Figura 5.24</b> Referencia de las baterías	62
<b>Figura 6.1</b> Sistema completo con las tres bandas de energía	63
<b>Figura 6.2</b> Lazo de control de los dos sistemas	64
<b>Figura 6.3</b> Sistema completo de tres bandas para la normativa P.O.12.2.	64
<b>Figura 6.4</b> Sistema de tres bandas. Implementación realizada mediante matlab.*	65
<b>Figura 6.5</b> Funcionamiento completo.	66
<b>Figura 6.6</b> ZOOM 1..	66
<b>Figura 6.7</b> Sistema completo, ZOOM 2	66
<b>Figura 6.8 a) y b)</b> Operación lazo control para el filtrado	67
<b>Figura 6.9 a) y b)</b> Operación lazo control para la regulación.	67
<b>Figura 6.10</b> Sistema completo de tres bandas para la normativa "Perspectiva Futuro"	68
<b>Figura 6.11</b> Sistema de tres bandas para la normativa "Perspectiva Futuro".*	68
<b>Figura 6.12</b> Funcionamiento completo	69
<b>Figura 6.13</b> ZOOM 1 Funcionamiento con normativa "Perspectiva Futuro".	69
<b>Figura 6.14</b> Sistema completo, ZOOM 2	70
<b>Figura 7.1</b> Comportamiento almacenamiento anual	74

<b>Figura 8.1</b> Sistema completo de dos bandas para la normativa P.O.12.2	76
<b>Figura 8.2</b> Implementación mediante matlab del sistema definitivo de dos bandas para la P.O.12.2.*	77
<b>Figura 8.3</b> Sistema completo de dos bandas para la normativa "Perspectiva Futuro"	78
<b>Figura 8.4</b> Implementación del sistema definitivo de dos bandas para la normativa "Perspectiva Futuro".*	78

# ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Comparación sin control SOC y con control SOC.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 2 Limitación Pfv mediante el inversor.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 3 Ahorro económico en la optimización del sistema de almacenamiento. Son valores anuales. .</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 4 Coste total sistema de 3 bandas y sistema de 2 bandas. ....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 5 Resumen sistema de almacenamiento de 3 bandas y 2 bandas. ....</i>	<i>81</i>

# OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN

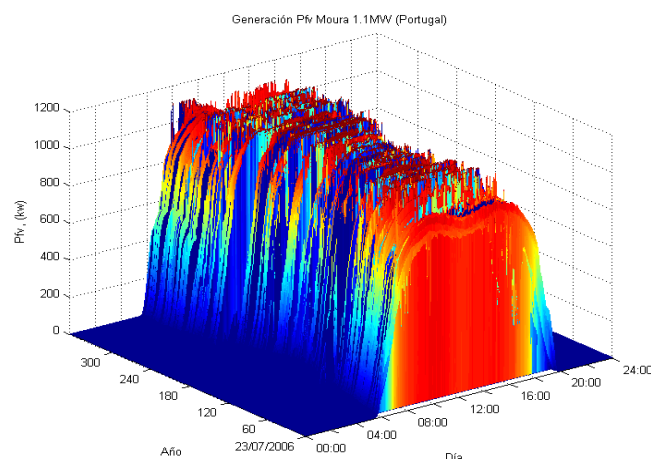
## OBJETIVO

El objetivo de este trabajo de fin de grado es desarrollar un sistema de almacenamiento para poder implementar la regulación primaria a las grandes centrales fotovoltaicas (FV), aplicando un filtrado de rampas.

Es algo que actualmente la operadora del sistema, como es Red Eléctrica España, solo lo exige con carácter obligatorio a las centrales convencionales, pero visto el gran impacto que tienen las energías renovables y la evolución exponencial de estas, es muy probable que en los próximos años se les exija también este control.

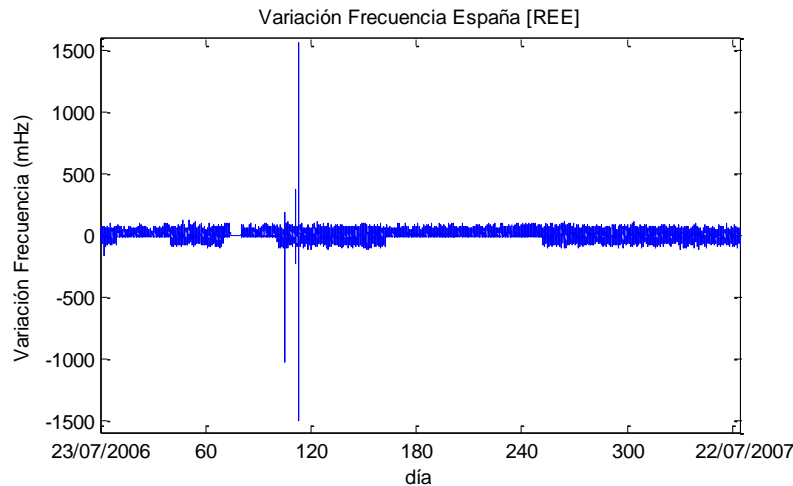
Como dato de partida se toma:

Por una parte, la generación de electricidad real entre el 23/07/2006 y el 22/07/2007 obtenida por la central FV Moura y situada en Amareleja (Portugal, 38°13'00"N 7°14'00"O) de 1,1MW.



**Figura 0.1 Generación fotovoltaica, planta MOURA (1.1MW) del 23/06/2006 hasta el 22/06/2007. Datos ofrecidos por [JMA].**

- Y, por otro lado, se utilizan los valores de la variación de la frecuencia (mHz) reales obtenidos en España durante las mismas fechas, ofrecidos por Red Eléctrica de España [1.1]. El periodo de muestreo va a ser de un segundo, que es el periodo de la variación de la frecuencia y de la generación. Tal y como se observa en **Figura 0.2**:



**Figura 0.2 Variación de frecuencia en España.** Son datos ofrecidos por [1.1] secundales para la  $\Delta f$  (mHz) entre los días 23/07/2006 y 22/07/2007.

Se calculará, por lo tanto, el sistema de almacenamiento necesario para realizar este control, aplicando las diferentes normativas:

- P.O.7.1. "Servicio complementario de regulación primaria" Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98 y P.O.1.5. "Establecimiento de la reserva para la regulación potencia-frecuencia" Resolución de 13-7-2006, BOE. [1.2]
- P.O.12.2. (Borrador) "Requisitos técnicos de las instalaciones sin generador síncrono conectados a red" Octubre 2008. [1.2]
- Perspectivas a futuro de los requisitos técnicos. [1.2]

sumado al filtrado por rampas.

Estos puntos se definirán detalladamente más adelante, pero como descripción general comentar que las dos normativas del primer punto, tanto la P.O.7.1. como la P.O.1.5. definen la regulación primaria para las centrales convencionales, que es exactamente lo que se hace hoy en día.

La P.O.12.2. es un borrador que se empezó en 2008, y a raíz de la crisis ha quedado en el aire sin ser finalizado. Define en parte los requisitos que tendrían que tomar las centrales no-convencionales sobre un hipotético caso en el que se les exigiera la regulación primaria. A día de hoy, sigue siendo un borrador porque tampoco hay una normativa que les exija esta regulación.

Y, por último, las perspectivas de futuro son unos flecos de lo que se podría exigir a estas centrales no-convencionales en un futuro.



En este proyecto se realizará la regulación primaria en la generación FV utilizando independientemente las tres normativas para así poder compararlas, sacar conclusiones, y ver qué método es más óptimo. Destacar que la normativa de perspectivas de futuro será la guía de cómo se diseñará la regulación primaria en este proyecto, puesto que el objetivo principal es obtener un método consistente de regulación primaria aplicada a las centrales FV. Cuanto más se adentre en el futuro, mayor oportunidad tendrá que sea implantado.

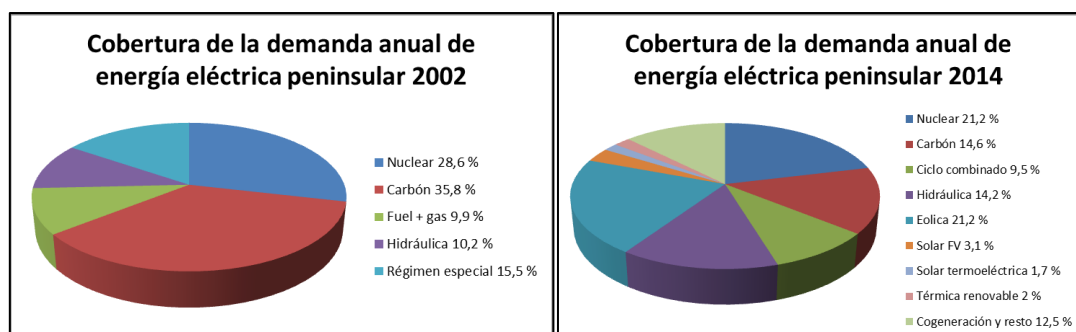
## JUSTIFICACIÓN

Hoy en día en España los controles de frecuencia, como son la regulación primaria, secundaria y terciaria son aplicados única y exclusivamente a las centrales generadoras convencionales. Se trata de las centrales nucleares (materia prima uranio o plutonio), centrales térmicas convencionales (materia prima carbón, petróleo, gas), centrales de ciclo combinado (gas) y la gran hidráulica (> 10MW).

Tal y como se va a analizar a continuación, en los últimos años ha incrementado exponencialmente la utilización de energías renovables para generar electricidad. Es una tendencia global, ya que en todo el mundo se está incrementando el uso de éstas. En España, como se puede observar, en los últimos años este incremento ha sufrido una pequeña estancación, pero esto es debida a la crisis que está azotando este país desde el año 2008. Aún así, se ve que la tendencia es claramente a incrementar el uso de la energía renovable. Y, por ahora, los datos afirman que esto no va a cambiar en un futuro próximo. [1.1]

A pesar de las ventajas que presentan las renovables, también tiene, como la mayoría de las cosas, su parte negativa. Al incrementar la utilización de energías renovables para generar electricidad, es necesario realizar una modificación en las normativas para su correcta integración en el sistema eléctrico tradicional, puesto que al ser energías renovables, producidas por una fuente natural, no se pueden tratar de la misma manera que a las convencionales. Esto sucede también con las normativas de la regulación primaria.

En 1998, concretamente el 30 de Julio, fue cuando Red Eléctrica sacó la primera normativa sobre la regulación primaria [P.O.7.1.]. Si se compara la cobertura de la demanda de las diferentes centrales sobre esos años, concretamente para el año 2002, con el año 2014 se obtiene lo siguiente **Figura 0.3 a) y b)**:



**Figura 0.3 a) y b) Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular para los años 2002 y 2014.** Datos facilitados por [1.1]. Régimen especial entra toda aquella tecnología de generación mediante energías renovables excepto hidráulica (eólica, solar FV, solar termoeléctrica, térmica renovable).

Se observa como en 12 años ha cambiado totalmente el uso de las centrales para generar electricidad. Es por esta razón por la que se necesita un cambio en la normativa para poder aplicar, como es en este caso, la regulación primaria. Esto conllevará a que las renovables se igualen jurídicamente a las energías convencionales, ya que como se observa, en lo que se refiere a la generación de electricidad prácticamente se han equiparado las dos tecnologías, la convencional y la no-convencional (energías renovables).

La generación mediante centrales no-convencionales es más intermitente que la generación mediante centrales convencionales, ya que dependen de un recurso natural. El recurso lo ofrece la naturaleza, como puede ser, entre otros, el sol o el viento. Por ello, las centrales FV y eólicas generarán en función de este recurso. Como la naturaleza no ofrece el recurso de manera constante sino que es un recurso intermitente y fluctuante, estas centrales generarán potencia de manera intermitente y fluctuante. Esto es precisamente lo que puede afectar a la estabilidad del sistema eléctrico, esa generación fluctuante.

Por ello, se presenta la necesidad de, por una parte aplicar una generación controlada a las energías renovables (en este proyecto se aplica a la generación FV); y, por otro lado la necesidad de modificar las normativas actuales para que esta generación controlada se haga de una manera correcta y eficiente. Este último punto se aplicará utilizando el filtrado por rampas a la generación FV.

La generación controlada será, por una parte para disminuir las fluctuaciones en la potencia generada producidas por la variabilidad del recurso natural, y por otra parte para poder exigirles la regulación primaria. Este último punto le dará mayor protagonismo a las energías renovables, puesto que así podrán competir directamente con las energías convencionales, y adquirir mayor protagonismo.

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 SISTEMA ELÉCTRICO

Un sistema eléctrico tiene tres partes:

- **Generación.** La energía eléctrica se genera en las centrales generadoras, introduciendo una energía primaria, y transformándola en energía eléctrica.
- **Transporte.** El transporte se encarga de transportar la energía eléctrica generada en las centrales, a las zonas de consumo.
- **Consumo.** Se trata de los puntos donde se consume la energía eléctrica.

## 1.2 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Tal y como ofrece [1.3], la situación actual del sistema eléctrico español es la siguiente (se va a analizar el del 2014, puesto que Red Eléctrica de España ofrece el del año a los 6 meses del siguiente año, y por lo tanto si se quisiera analizar el del año 2015 habría que esperar hasta julio de 2016 para analizarlo. De todas formas, visto la tendencia de los últimos años esto no va a cambiar mucho, puesto que la potencia instalada en 2015 es prácticamente nula [1.1]):

- La demanda energética eléctrica peninsular finalizó 2014 con **243,48GWh**.
- El mayor pico de demanda se registró el miércoles 4 de febrero a las 20:18horas con **38.948MW**.
- La potencia instalada peninsular se ha mantenido prácticamente estable respecto al año anterior, con una potencia instalada de **102.259MW**.
  - De ese valor total de potencia instalada, **50.106,91MW (49.3%)** es potencia instalada de centrales no-convencionales (energía renovable), y **51.845,31MW (50.7%)** de centrales convencionales.
- El carbón ha sido quien más ha reducido la potencia, con una reducción de **159MW**. El resto de tecnologías no han tenido variaciones, o las que han tenido han sido insignificantes.
- En cuanto a la cobertura de la demanda, la nuclear cubrió un **21.9%**, la eólica **20.4%**, el carbón **16.4%**. Para encontrar las tecnologías solares hay que ir hasta la séptima plaza (detrás de la nuclear, eólica, carbón, hidráulica, cogeneración y ciclo combinado), donde se encuentra la fotovoltaica con una cobertura del **7%** de la demanda.

- Las energías renovables han cubierto el **42.8%** de la producción total, descendiendo un 1% en términos absolutos respecto al año pasado, debido al descenso de la producción eólica. A pesar de ello, la eólica ha sido la tecnología renovable con mayor contribución a la cobertura de la demanda.
- En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, las emisiones en todo 2014 han sido de **60.1x10<sup>6</sup> Toneladas**.

A continuación se muestra en la **Figura 1.1** un resumen del año 2014:



**Figura 1.1 a) y b) Potencia instalada a 31/12/2014 en el sistema eléctrico peninsular, y cobertura de la demanda para todo el año 2014. Centrales convencionales: ciclo convinado, carbón, nuclear, fuel/gas y cogeneración y resto. Centrales no-convencionales: hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, soltar térmica, térmica renovable. (www.ree.es).**

Como dato, es importante comprobar que tal y como ofrece [1.1], el mayor pico de demanda eléctrica puede llegar a ser de 39.000MW aproximadamente. Por lo tanto, se podría llegar a cubrir toda la demanda eléctrica con energías renovables, siempre y cuando estuvieran generando como mínimo 39.000MW (generando un 77.83% de la Pn). Se sabe que esto no puede ser posible, en primer lugar porque las dos fuentes de generación renovables principales (eólica y FV) son complementarias, y por otro lado a la noche por ejemplo no se dispone de energía FV. Pero los datos afirman que hay suficiente potencia renovable instalada en España.

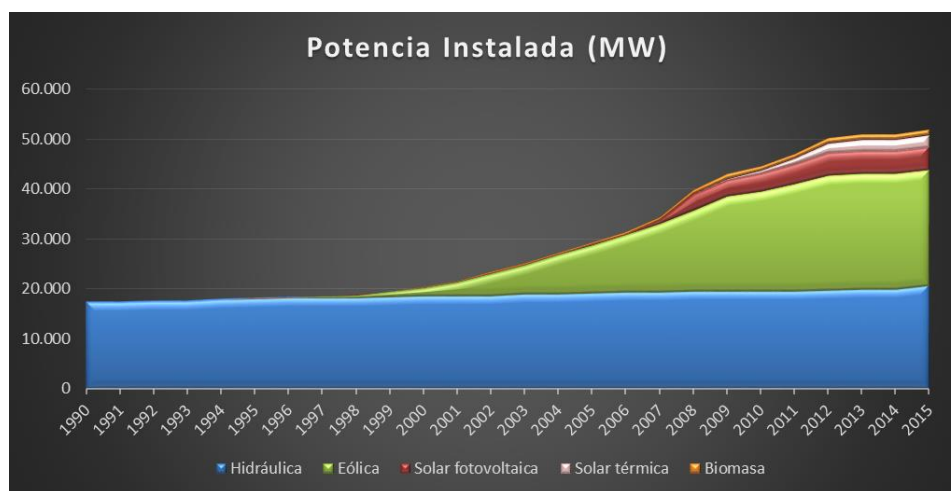
### 1.3 EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables han evolucionado de manera exponencial en los últimos años. Tal es el punto, que incluso han llegado prácticamente a igualar en lo que cobertura de la demanda se refiere a las energías convencionales, tal y como se ha visto en la **Figura 1.1**.

Este aumento se debe, principalmente, a que las renovables han tomado un papel muy importante para poder combatir al cambio climático. Para conseguir eso se han establecido metas en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, consiguiendo en España una reducción de las emisiones en un 15% en 2012 y con el nuevo plan de la Unión Europea, una reducción del 20% para 2020.

Para poder afrontar estos nuevos retos, se empezó a apostar fuertemente por esta nueva tecnología de generación de electricidad, la cual supone unas emisiones nulas de  $CO_2$ , frente a las emisiones que causan las centrales convencionales. En 2014 se emitieron 60.4 millones de toneladas de  $CO_2$  [REE].

A continuación, en la **Figura 1.3** se muestra la evolución de la potencia instalada de las energías renovables en las últimas dos décadas:



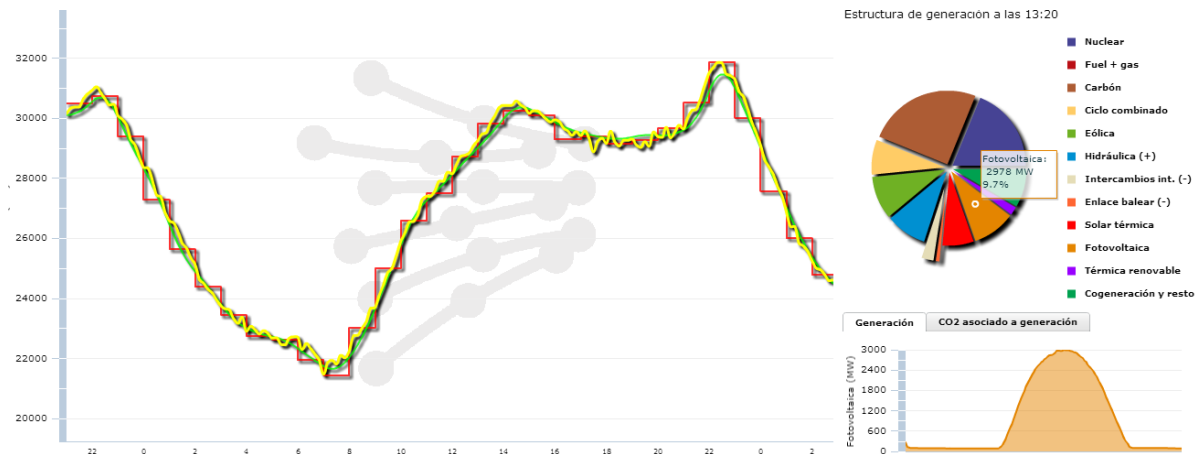
**Figura 1.2** Evolución energías renovables en España [2]. En esta gráfica se comprueba lo hablado anteriormente, y es la tendencia de evolución que tienen las energías renovables. Por otro lado, si se analiza la potencia instalada dentro de las energías renovables en España:

Tipo de Generación (Nov 2015)	Potencia Instalada (MW)	%
Eólica	23.003	44%
Hidráulica	20.755	40%
Solar fotovoltaica	4.674	9%
Solar térmica	2.300	4%
Biomasa	989	2%
Total	51.720	100%

**Figura 1.3** Valores actuales de la potencia instalada para las energías renovables a noviembre de 2015 [2].

Se observa cómo la energía renovable líder en España es la eólica. No obstante, la FV supone casi un 10%, con 4.674 MW instalados, siendo una cifra considerable de potencia.

Para analizar la importancia que tienen las energías renovables en la generación de la electricidad en el día a día, en la siguiente figura **Figura 1.4** si se analiza la cobertura de la demanda para España a lo largo de un día,



**Figura 1.4** Generación y demanda en tiempo real para el día 5 de Julio de 2015 ofrecido por [1.4]. En la parte de la izquierda se observa la generación y demanda en tiempo real a lo largo de todo el día, en amarillo la demanda real y en verde la demanda prevista. En rojo se identifica la generación. En la parte de la derecha se observa el % de la cobertura de la demanda a las 13:20 de ese día de los diferentes tipos de centrales convencionales y no convencionales. Y en la parte inferior se representa la generación fotovoltaica obtenida a lo largo de todo el día sumando todas las centrales FV de España.

Analizando los valores obtenidos para las 13:20 se obtiene lo siguiente [1.4]:

Demanda total: 29528MW

Cobertura de la demanda:

1- Carbón, 26% 7946MW

2- Nuclear, 19.5% 5965MW

3- Eólica, 9.8% 3002MW

4- Fotovoltaica, 9.7% 2978MW

- Convencionales (Fuel + gas, Carbón, Nuclear, Ciclo combinado, Cogeneración y resto) : 53%
- No-convencionales (Eólica, Fotovoltaica, Solar térmica, Hidráulica, Térmica y renovable): 46%
- Resto, 1% enlace baleares e intercambio internacional.

Una vez analizado los valores en tiempo real para España, se puede afirmar lo siguiente:

**“LA GENERACIÓN RENOVABLE PRÁCTICAMENTE HA IGUALADO A LA GENERACIÓN CONVENCIONAL”**

#### **1.4 ESTABILIDAD Y CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

El sistema eléctrico europeo lo controla la “Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)”, formada por 24 operadores de los sistemas eléctricos que hay en Europa. Esta organización tiene como objetivo regular los flujos de potencia entre los diferentes sistemas eléctricos para garantizar la estabilidad del sistema completo. Una de las tareas es mantener la frecuencia a 50Hz, ya que todos los diferentes sistemas están conexiados sincronamente. Para ello, el objetivo es mantener en todo momento un equilibrio entre la potencia total activa generada y la potencia total activa consumida. O lo que es lo mismo, un equilibrio entre la energía generada y consumida. [7].

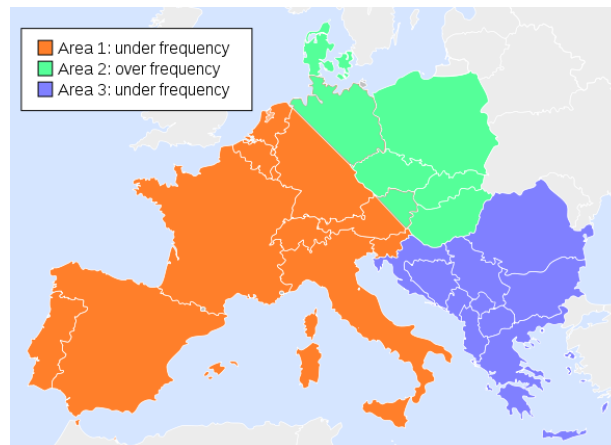
Cada sistema eléctrico está gestionado por un único operador. En el caso de España, este operador se llama Red Eléctrica España (REE), cuya tarea principal es controlar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español.

REE tiene como objetivo garantizar en todo momento la seguridad y continuidad del suministro eléctrico en España; así como desarrollar una red de transporte fiable que contribuya al progreso de la sociedad, operando en una red de 42.000km de líneas de alta tensión [1.1].



La frecuencia es primordial a la hora de determinar la calidad del suministro. Un pequeño fallo puede provocar grandes catástrofes y pérdidas. En la historia reciente se puede rememorar un ejemplo de ello:

- Uno muy importante, el cual produjo varias consecuencias fue el ocurrido el 03 de Noviembre de 2006. “Un fallo en la red eléctrica alemana deja una hora sin luz a millones de personas en Europa” [PAÍS] titulaba el periódico español *El País*. Toda Europa se vio afectada por un fallo en la frecuencia de la red de Alemania. Esto supuso que, durante una hora, más de cinco millones de personas se quedaran sin luz. El fallo se produjo en torno a las 22 horas y se debió a un corte provocado en el suministro eléctrico de una torre de alta tensión para permitir el paso de un barco por un río.

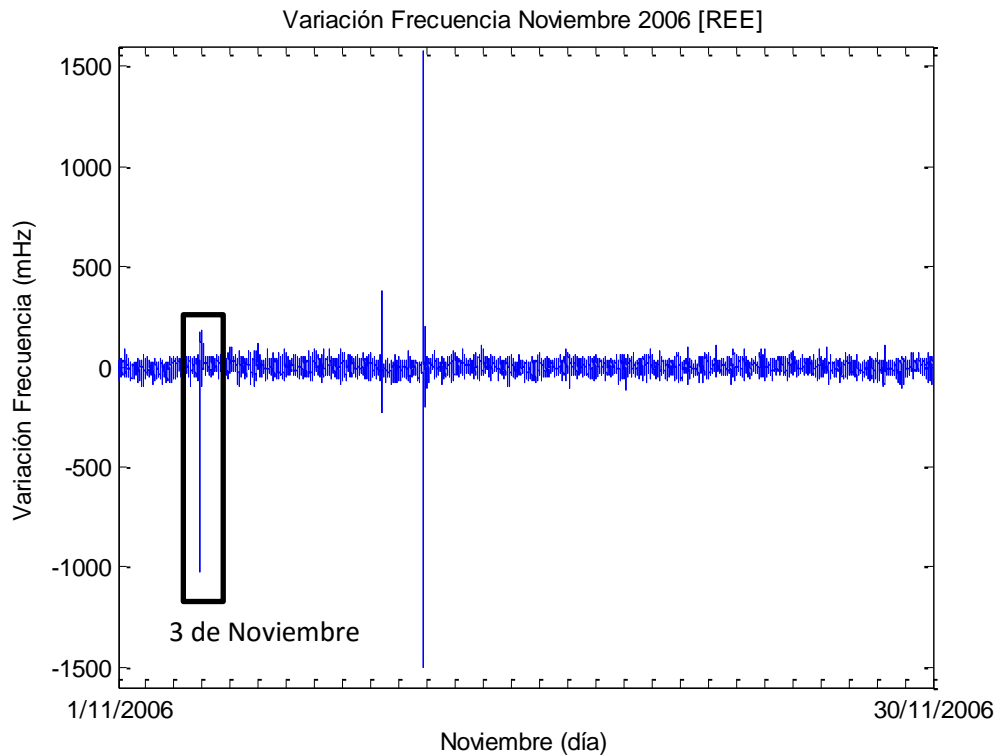


**Figura 1.5 Propagación del fallo ocurrido en un punto concreto de Alemania el 11 de Noviembre de 2006.** Quedando unas zonas con frecuencias superiores a la frecuencia nominal (50Hz), mientras que otras zonas se quedaron en frecuencias inferiores a la nominal.[7].

Como se observa en la imagen, el sur de Europa se quedó en variación de frecuencia negativa y la zona donde se produjo el fallo en variación de frecuencia positiva. Esto sucedió debido a que justo en ese momento en el sur cayó la frecuencia, y los aerogeneradores se desconectaron automáticamente porque estaban operando a una frecuencia fuera de la frecuencia límite en la que tienen que permanecer conectados a red. Por eso bajó más la generación y el desequilibrio entre generación y demanda fue mayor. En el norte no se desconectaron los aerogeneradores y por eso pudieron contrarrestar a esa pérdida de la red con redes auxiliares.

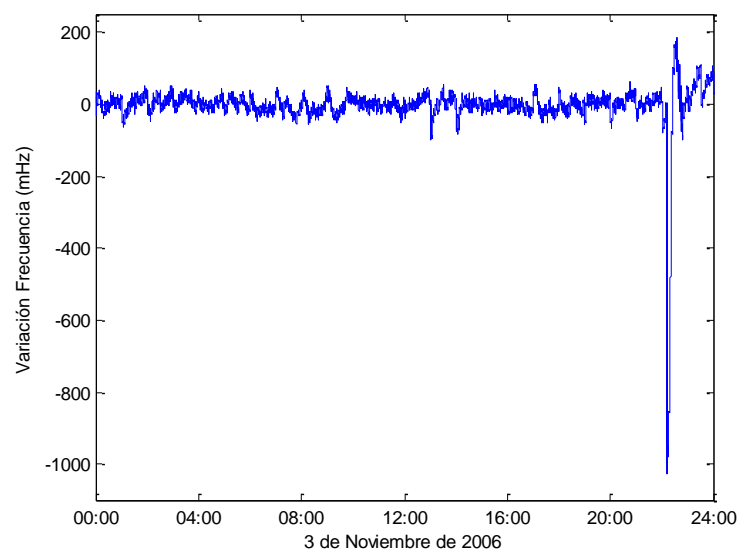
Esto provocó incontables desastres. En pocos segundos, las perturbaciones en la red causaron una pérdida de generación de 3.300MW, el equivalente al 12% del consumo nacional en ese momento [1.5]. Por no hablar de las miles de personas que se quedaron atrapadas en el ascensor en el instante del fallo, pérdidas materiales, etc.

La frecuencia de todos los sistemas de la UCTE sufrió grandes oscilaciones ese día, y también, los días posteriores. Si se analiza la variación de la frecuencia en Noviembre de 2006 en España, valores ofrecidos por REE, se puede observar lo siguiente:



**Figura 1.6** Variación de la frecuencia en España, Noviembre 2006. Datos facilitados por [1.1].

Se quiere determinar qué le paso a la frecuencia el 3 de Noviembre después del fallo ocurrido en España. Para ello, si se hace un zoom:



**Figura 1.7** Variación de la frecuencia de España, para el 3 de Noviembre. La frecuencia sufre una gran variación negativa hasta 1Hz ese mismo día, sobre las 22:30 de la noche.

Se ve como la frecuencia sufre una variación de más de 1Hz, superando así los límites permitidos. Además esto supuso la inestabilidad que se puede observar los días posteriores. Como consecuencia de esta variación que sufrió la frecuencia, se produjo la mayor parada de producción eléctrica de la historia de España.

Este problema, y más, las consecuencias que causó, porque en definitiva fue un problema en un punto concreto, llevaron a adoptar medidas muy estrictas en la forma de controlar la frecuencia. Más aún, porque este no ha sido el único episodio negativo relacionado con la frecuencia del sistema eléctrico europeo.

Para evitar que esto vuelva a suceder, y así mantener la frecuencia entre unos valores determinados para que el sistema eléctrico no sufra perturbaciones, se hacen tres tipos de control a la frecuencia: **regulación primaria**, **regulación secundaria** y **regulación terciaria**.

## 2 CONTROL DE LA GENERACIÓN

A medida que han avanzado los años (tal y como se ha analizado en el capítulo anterior), la utilización de generación mediante energías renovables ha ido aumentando, hasta el punto de que a día de hoy compiten directamente con las centrales convencionales.

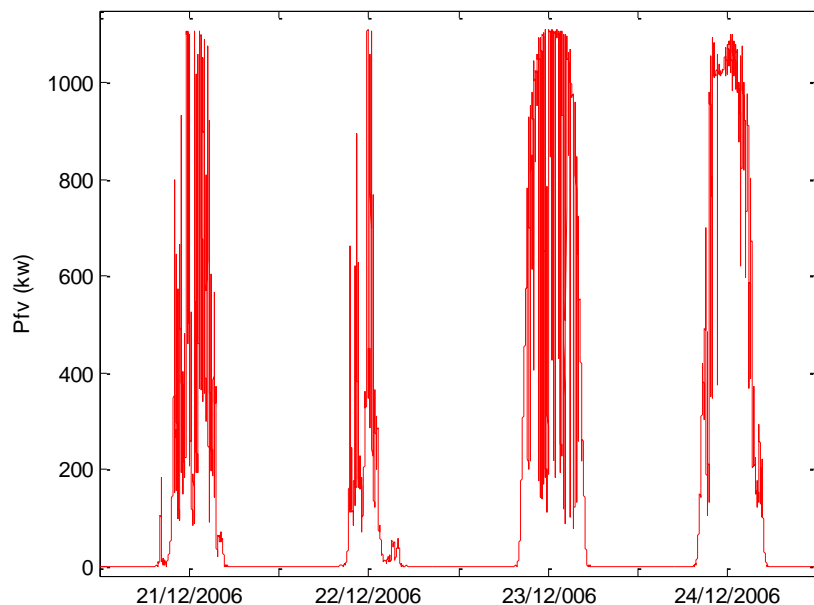
Esto tiene su parte positiva y su parte negativa. Analizando la parte negativa, la más relevante es que al ser el recurso natural muy oscilante, se está introduciendo una potencia oscilatoria a la red. Eso hace que sea más complejo mantener el equilibrio entre generación y demanda, y por lo tanto se producen desequilibrios entre estas dos, traduciéndose en variaciones en la frecuencia.

La fluctuación de potencia viene dada por

$$\Delta P \Delta t(t) = \frac{[Pfv(t) - Pfv(t - \Delta t)]}{P_*} \times 100 \quad [5]$$

Si la potencia oscilatoria inyectada comparada con las demás potencias inyectadas (convencionales = generación regular) no es muy significativa, esta oscilación será prácticamente despreciable. Pero hoy en día, la generación renovable en comparación con la convencional es muy pareja, siendo esta oscilación de la potencia generada muy notoria.

En la **Figura 2.1** se observa un ejemplo de ello:



**Figura 2.1** Potencia fotovoltaica desde el 21 de Diciembre hasta el 24 de Diciembre.

Esto adquiere especial importancia en sistemas aislados, como son las islas. En una isla, por lo general, hay un alto recurso eólico ya que se encuentra descubierta, poniendo muy poca oposición al viento. Por ello, es muy importante hacer un adecuado uso de este recurso eólico, generando así electricidad con una correcta calidad de onda (valores de frecuencia y tensión).

Por ello, se presenta la necesidad de realizar una generación controlada. Esto adquiere el nombre de filtrado.

Además, para que las energías renovables entren en competencia con las convencionales, es importante que se les exija la participación, como mínimo, en la regulación primaria. Esto requiere, al igual que con el filtrado, una generación controlada. Este apartado se examinara más adelante.

Hay muchas formas de filtrar la oscilación de la potencia generada:

## 2.1 UTILIZACIÓN DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Este es uno de los métodos más utilizados. Se trata de utilizar unas baterías para el filtrado. Presenta un factor en contra muy importante, y es que hoy en día no hay un sistema sostenible de almacenamiento de energía eléctrica para grandes potencias.

El artículo [5] trata diferentes métodos de filtrado mediante baterías:

### 2.1.1 Ramp-rate control

Se fija un valor  $r_{max}$  que es el % que puede variar la potencia en 1 minuto,  $r_{max}=[\% \Delta P/\text{min}]$ , y toda  $\% \Delta P > r_{max}$  se almacena en unas baterías.

### 2.1.2 Moving average system

La potencia inyectada a la red será la potencia media de FV ( $P_{fv}$ ) durante un periodo T. Así, se cumple que:

$$Pred(t) = \frac{1}{T} \int_t^{T-t} P_{fv}(t) dt \quad [5]$$

### 2.1.3 Step-rate control

Se realiza un control de la potencia FV por pasos. Para ello, se determina una  $r_{max}$  que es la máxima variación que puede tener la  $P_{fv}$  inyectada a red. Así, filtrando en un determinado tiempo se consigue realizar la correcta filtración utilizando menos sistema de almacenamiento [5].

## 2.2 OPERACIÓN DEL MPPT

Se trata de actuar sobre el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia de un generador FV (MPPT) “Maximun Power Point Tracker” para no estar siempre generando a la potencia nominal. Así, en caso de querer dar más potencia, se mueve el punto de la curva hacia el punto de máxima potencia.

Es una forma de regular la generación, pero el inconveniente es que solo se puede regular en caso de que la variación de potencia sea ascendente. Si la fluctuación es descendente no se podrá realizar ningún control.

Alemania, por ejemplo, es un país que ha exigido este tipo de control.

## 2.3 SISTEMAS HÍBRIDOS

Los sistemas híbridos son sistemas con un generador auxiliar. Se suele utilizar  $H_2$  como almacenamiento de energía. Así, se puede regular la generación operando con este sistema auxiliar. Esto es útil por si se desea aumentar la generación, y en el caso en que se quisiera reducir la generación FV, habría que actuar sobre el MPPT.

Por lo tanto, este sistema puede ser complementario al 2.2 Operación del MPPT.

## 2.4 VOLANTES DE INERCIA [8]

La realiza la compañía estadounidense Beacon Power [8]. Se trata de almacenamiento de energía cinética en volantes de inercia, para posteriormente transformarla en energía eléctrica cuando sea necesario.

Tienen una respuesta muy rápida, y por ello pueden ser muy útiles para aplicaciones de filtrado, ya que las variables eléctricas requieren un tiempo de respuesta rápido.

## 3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

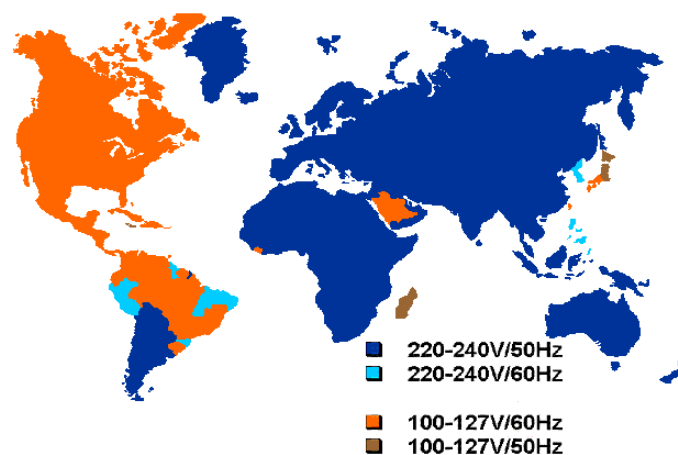
Al igual que el filtrado, la regulación de frecuencia requiere una generación controlada. A continuación se va a detallar con exactitud. Pero en primer lugar, es importante definir correctamente la variable que determina la regulación primaria:

### 3.1 FRECUENCIA

Buscando la definición de la palabra “frecuencia” en Wikipedia [9], ésta la define como “la magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo”. Traduciendo esta definición a un punto de vista eléctrico, la frecuencia eléctrica determina el número de veces que se repite en un segundo una onda de tensión o corriente. La unidad en la que se mide es en Hercios (Hz), y es equivalente a  $\left[\frac{1}{s}\right]$ .

Los valores fijados para la frecuencia eléctrica son diferentes en el mundo. En unos países está fijada a 50Hz mientras que en otros a 60Hz. En España, al igual que en los países de Europa, está fijada a  $50\text{Hz} \pm 0.2\text{Hz}$ .

A nivel global, se han establecido dos valores posibles para la frecuencia, 50Hz o 60Hz:



**Figura 3.1** Valor de frecuencia nominal en todo el mundo. Se observan dos tipos de valores: áreas de frecuencia a 50Hz o 60Hz.

Este parámetro es primordial en cuanto a la calidad de suministro eléctrico se refiere, y por lo tanto es muy importante que permanezca en los valores establecidos. En caso de que así no sea, cabe la posibilidad de que se colapse el sistema. De ahí a la gran importancia de su correcto funcionamiento.

La frecuencia de la red viene impuesta por los generadores síncronos. Estos generadores transforman la energía cinética impuesta por el movimiento de las turbinas, en energía eléctrica. La característica principal de estos generadores es que solo generan potencia a la frecuencia de sincronismo. La frecuencia es proporcional a la velocidad angular de las turbinas, las cuales llevan la energía cinética que en el propio generador se transforma a energía eléctrica. Estas turbinas tienen que girar en sincronismo, y la relación viene impuesta por:

$$frecuencia = \frac{rpm \times pp}{60seg/min} \quad [7]$$

donde:

- rpm es las revolución/minuto de la turbina
- pp son los pares de polo del generador

Por lo tanto, si un generador síncrono tiene 2 pares de polos, en España (frecuencia = 50Hz) las turbinas tienen que girar a:

$$50Hz = \frac{rpm \times 2}{60} \Rightarrow rpm = \frac{50Hz \times 60seg/min}{2} = 1500rpm$$

Se observa como los generadores síncronos para generar electricidad alterna (tensión y corriente) a 50Hz, las turbinas que transmiten la energía mecánica para que el generador la transforme en eléctrica tienen que girar a 1500rpm.

El problema viene cuando hay un desequilibrio entre la energía eléctrica y cinética. El generador síncrono ve en sus bornes un desequilibrio de potencia. Si hay más generación que demanda, el generador estará generando más potencia de la que se consume, y por lo tanto la potencia restante se almacena en el propio generador de forma de energía eléctrica. Esto hará que aumente su velocidad, ya que: [7]

$$Ec = \frac{1}{2} \times m \times v^2 \quad (3.1)$$

donde:

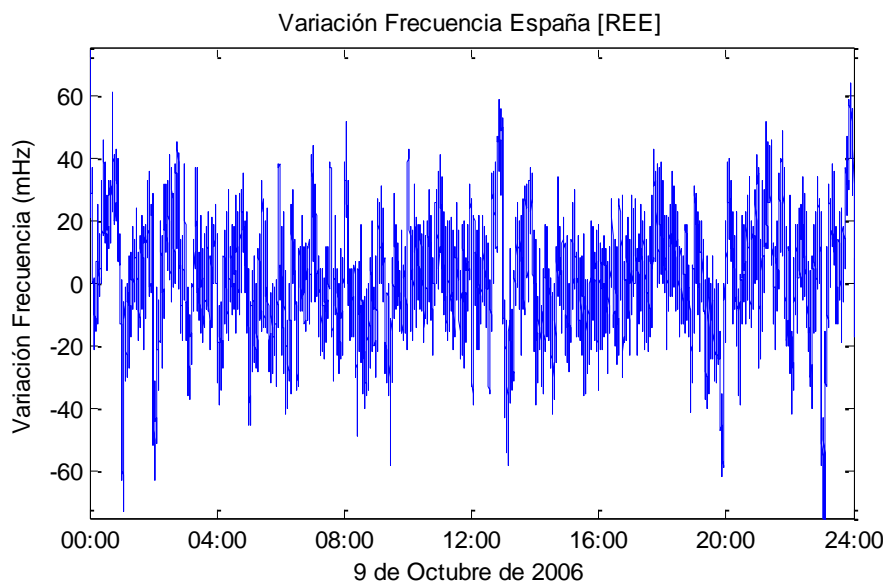
- Ec = Energía cinética
- M = masa
- V = velocidad



Se puede observar cómo la energía cinética es cuadráticamente proporcional a la velocidad. Esta velocidad es la velocidad de las turbinas. Por lo tanto, volviendo al caso anterior, si aumenta la energía cinética, lo que aumenta es la velocidad angular de las turbinas. Por lo tanto, esto conlleva a que aumente la frecuencia a la cual está generando el generador síncrono, siendo esta superior a 50Hz. Esta frecuencia será la frecuencia de la red.

Y, por el contrario, si la demanda eléctrica aumenta, el generador síncrono tiene que generar más energía eléctrica. Es decir, se produce un desequilibrio entre la energía eléctrica y la energía mecánica en el generador. Para igualar esto, las turbinas tienen que dar más energía mecánica, disminuyendo así su energía, que es equivalente a hablar de la disminución de su velocidad. Así, al disminuir la velocidad de las turbinas lo que también disminuye es la frecuencia eléctrica a la cual está generando el generador, siendo esta inferior a 50Hz.

Por lo tanto, si en algún momento se produce un desequilibrio entre la electricidad que se genera y la electricidad que se consume, variará la frecuencia eléctrica de la red. En la **Figura 3.2** se observa como efectivamente existe  $\Delta f$ , producido del desequilibrio entre generación y demanda. Es prácticamente imposible obtener un equilibrio instantáneo todo el tiempo, porque la electricidad a grandes potencias no se puede almacenar, y hay que generar exactamente lo que se está consumiendo. Por ello, las variaciones de frecuencia siempre se van a producir.



**Figura 3.2** Variación de frecuencia,  $\Delta f$ (mHz) para un día aleatorio como es por ejemplo el 9 de Octubre de 2006 [1].

Para reducir esta variación de la frecuencia se realizan tres regulaciones:

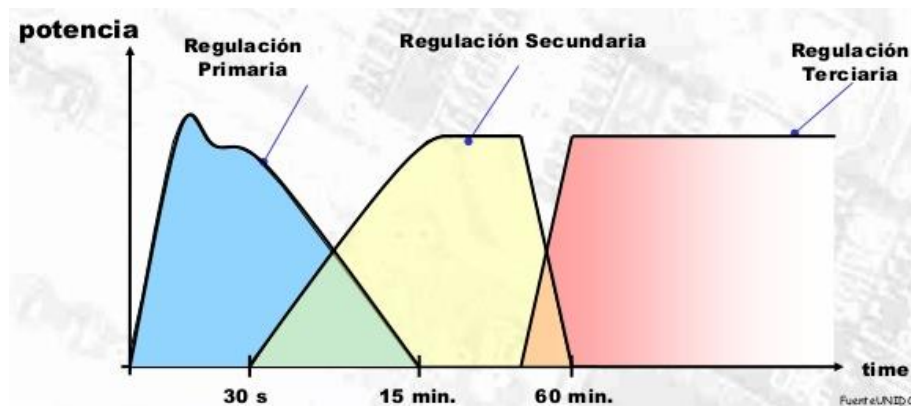
### 1- Regulación primaria

### 2- Regulación secundaria

### 3- Regulación terciaria

En este Trabajo Fin de Grado se va a estudiar únicamente la **regulación primaria**, pero es interesante saber, aunque sea como una idea general, en qué consisten las otras dos regulaciones.

- La **regulación primaria**, tal y como lo define la normativa P.O.1.5. [1.2]: “Se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, en caso de un desvío en la frecuencia”. Es decir, en caso de tener un desvío de la frecuencia ( $\Delta f$ ) respecto de la frecuencia nominal, en Europa 50Hz, producido por el desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, la regulación primaria restablece dicho desequilibrio, en pocos segundos, modificando cada central su generación. Esa variación de potencia ( $\Delta P$ ) es proporcional a la variación de frecuencia ( $\Delta f$ ). El margen restablecido por REE en España para aplicar la regulación es  $\leq 30$  segundos.
- La **regulación secundaria**, tal y como lo define la normativa P.O.1.5. [1.2]: “Variación de potencia en el que el regulador secundario puede interactuar en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en el que se encuentra en cada instante”. Es decir, se trata de, una vez equilibrado la generación y la demanda (generación = demanda), este valor de frecuencia vuelva a su valor nominal. Además, asegura que la reserva de regulación primaria quede otra vez totalmente disponible. El margen restablecido por REE es  $\leq 10$  minutos.
- La **regulación terciaria**, en cambio, tal y como lo define la normativa P.O.1.5. [1.2]: “La variación máxima de potencia, tanto a subir como a bajar, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria”. En definitiva, se encarga de que una vez haya actuado la regulación secundaria, estos reguladores vuelvan a su estado inicial, para que en un futuro puedan volver a aplicar esta regulación secundaria.



**Figura 3.3**Regulación primaria, secundaria y terciaria. Tiempos de reacción ante una perturbación en la frecuencia.  
Fuente: UNIDO, Universidad de Chile.

### 3.2 REGULACIÓN PRIMARIA EN ESPAÑA

A diferencia de otros países, como por ejemplo Alemania o Francia, en los cuales se les exige la regulación primaria a las centrales no-convencionales [3] en España sólo se exige con carácter obligatorio exclusivamente a las centrales convencionales. Esto se debe en parte a la inestabilidad del sistema jurídico en ese sector; al no estar nada claro, ninguna empresa ha apostado fuertemente por este estudio, y, por ello, su implantación se está retrasando. [3]

Red Eléctrica de España es la encargada de realizar este control mediante las normativas P.O.7.1. y P.O.1.5. [1.2]:

P.O.7.1. Resolución de 30/07/1998, BOE [1.2]

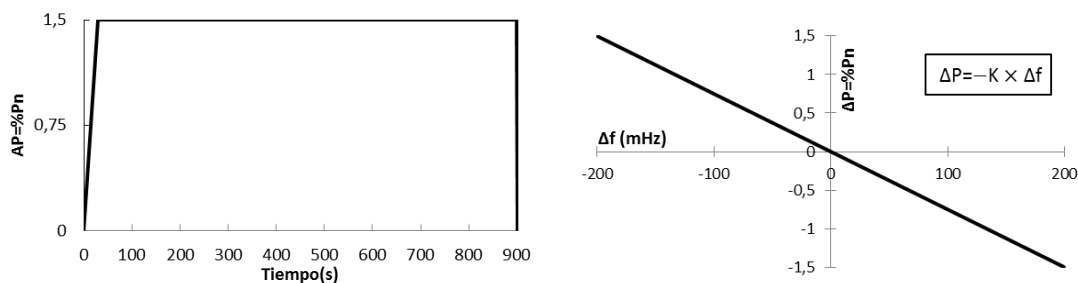
“Servicio complementario de regulación primaria”

- El control potencia-frecuencia tiene que realizarse en tiempo real, a solicitud del operador del sistema.
- Los grupos generadores tienen que variar su carga hasta un máximo del 1.5%Pn.
- Variación de frecuencia hasta  $|200\text{mHz}|$  respecto a la frecuencia de referencia (en España 50Hz). Siendo  $\Delta P[\text{kw}] = -K\left[\frac{\text{kw}}{\text{mHz}}\right] \times \Delta f[\text{mHz}]$
- Velocidad de respuesta:
  - Si  $|\Delta f| < 100\text{mHz}$ ,  $\Delta P \leq 15\text{segundos}$ .
  - Si  $100\text{mHz} \leq |\Delta f| \leq 200\text{mHz}$ ,  $\Delta P \leq 30\text{segundos}$ .
- Sensibilidad de los reguladores  $< \pm 10\text{mHz}$  y banda muerta voluntaria nula.

**P.O.1.5. Resolución de 13/07/2006, BOE [1.2]****“Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”**

- La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo de generación y demanda.
- Si el desequilibrio total < 1500MW la regulación primaria deberá hacer frente a ese desequilibrio en un tiempo <15segundos. Si el desequilibrio es > 1500MW, habrá que aplicar el 50% de la reserva para la regulación, es decir, el 0.75%Pn en 15segundos, y el resto en un tiempo <30segundos.
- En caso de que  $\Delta f > |200\text{mHz}|$ , deberá mantenerse la potencia de la regulación en  $\pm 1.5\%P_n$  hasta un máximo de 15 minutos (900segundos), y si aún sigue el fallo se permitirá la desconexión.
- Ante un desequilibrio instantáneo, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio <  $|800\text{mHz}|$ .
- Banda muerta voluntaria nula
- Velocidad de respuesta = 1.5%Pn en 30segundos.

En definitiva, el resumen de las dos normativas, y por lo tanto de la regulación primaria actual es el siguiente:



**Figura 3.4 a) y b) Regulación primaria normativa P.O.1.5.** Se trata del control aplicado a las centrales no-convencionales[1]. En la figura a) se muestra el tiempo máximo que tiene que estar la central aplicando la regulación primaria, así como la máxima  $\Delta P$ . Mientras que en la figura b) se muestra la relación que hay en la regulación primaria entre la  $\Delta P$  y  $\Delta f$ .

En resumen, la regulación primaria se trata de inyectar una variación de potencia generada proporcional a la variación de frecuencia ocurrida en la red, debido al desequilibrio entre generación y demanda. La relación será negativamente proporcional, si la frecuencia aumenta, la variación de potencia disminuye, y viceversa.

### 3.3 NORMATIVAS FUTURAS PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA EN ENERGÍAS RENOVABLES

A día de hoy, en España, solo participan en la regulación primaria las centrales convencionales.

Esto es así porque son las centrales de generación de energía eléctrica más antiguas, y en su día cuando se vio la necesidad de realizar un control de la frecuencia solo estaban implementadas estas centrales.

Visto los problemas que causa el cubrir gran parte de la demanda eléctrica mediante generación renovable, Red Eléctrica España empezó en 2008 a escribir una normativa para poder introducir gran cantidad de generación renovable de manera regulada.

Es necesario hacer una distinción entre **generación convencional** y **generación renovable** a la hora de aplicar la regulación primaria:

Por una parte, los generadores no-convencionales son diferentes a los convencionales. Las centrales FV no llevan generador rotativo, o los aerogeneradores llevan pero cada aerogenerador lleva un generador de menor potencia en comparación con los grandes generadores convencionales. Por ello, la velocidad de respuesta puede ser más rápida.

Además, el recurso renovable no se puede controlar, es un recurso natural. Por ello, es lógico que se les exija que participen en regulación siempre y cuando exista dicho recurso. Es decir, a una central FV no se le exigirá que participe en la regulación primaria a la noche, mientras que a una central de ciclo combinado en lo que a recurso primario se refiere, es indiferente que sea de noche o de día.

Por estas razones Red Eléctrica de España está estudiando otra normativa para poder integrar las energías renovables a la red de manera regulada. Además, este punto es el que se quiere estudiar a fondo en este trabajo: exigirles a las centrales fotovoltaicas la regulación primaria.

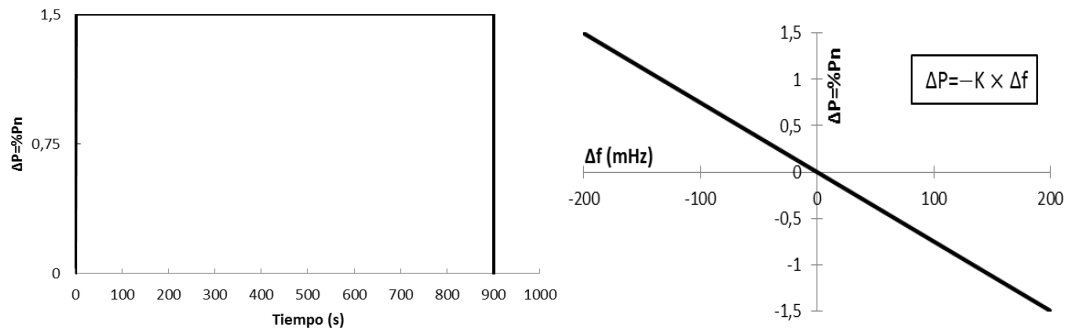
Esta normativa, como aún no se ha completado adquiere el apodo de “borrador”, y es la siguiente:

#### P.O.12.2. Borrador de Octubre del 2008 [1.3]

“Requisitos técnicos de las instalaciones sin generador síncrono conectados a red”

- El control potencia-frecuencia tiene que realizarse en tiempo real, a solicitud del operador del sistema.
- La instalación deberá modificar su punto de modificación para disponer de la reserva de regulación primaria siempre y cuando la generación sea  $> 20\%P_n$ .
- Variación de frecuencia hasta  $|200\text{mHz}|$  respecto a la frecuencia de referencia.
- Los grupos generadores tienen que variar su carga hasta un máximo del  $1.5\%P_n$ .
- $\Delta P$  hasta un máximo de 15 minutos.
- Velocidad de respuesta  $= \frac{10\%P_n}{250\text{ms}}$ , es decir, el  $1.5\%P_n$  tiene que darlo en 37.5ms.

Se resume en las dos siguientes gráficas:



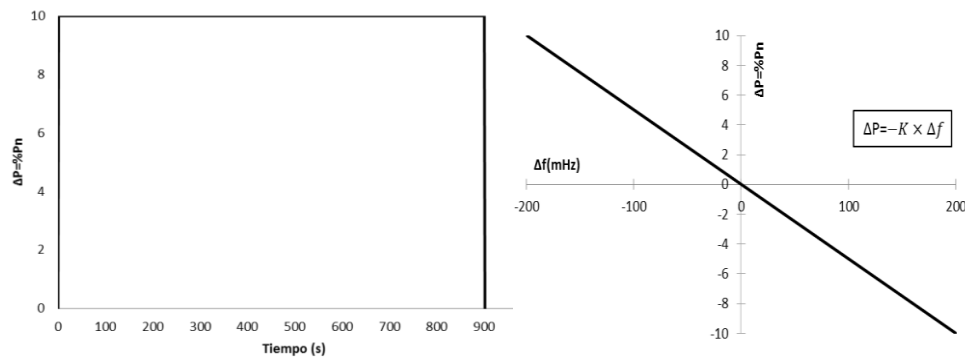
**Figura 3.5 a) y b) Regulación primaria normativa P.O.12.2.** Se trata del control de la regulación primaria, según el borrador [1] que se aplicará a las centrales no-convencionales. En la figura a) se muestra el tiempo máximo que tiene que estar la central aplicando la regulación primaria, así como la máxima  $\Delta P$ . Mientras que en la figura b) se muestra la relación que hay en la regulación primaria entre la  $\Delta P$  y  $\Delta f$ .

En definitiva, la regulación se realiza de la misma manera que se realiza actualmente en las centrales convencionales, modificando la velocidad de respuesta, siendo esta mayor puesto que se utilizan convertidores electrónicos para inyectar la potencia a la red teniendo una rápida respuesta. Así, se aplicará una potencia proporcional a la desviación de la frecuencia. Además, como novedad será que solo se exigirá la regulación cuando exista recurso natural. Es decir, cuando  $P_{fv} \geq 20\%P_n$ . [1.2].

Además, esta normativa incluye en el final un apartado denominado “**Perspectivo futuro**”, el cual trata sobre una hipótesis de en un futuro lo que se les podría pedir a las generadoras que no usen generador. Como el tema de este trabajo fin de grado es sobre algo que aún no se ha implantado, pero que es muy probable que en los próximos años se implante cuando concluya el borrador P.O.12.2., es muy importante que se mire un poco más allá, y se analice con detenimiento este último apartado el cual abre las puertas a un hipotético futuro:

Perspectivas de Futuro [1.3]

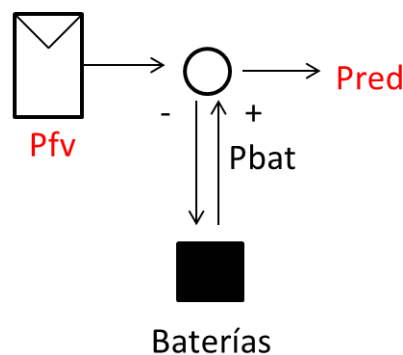
- El control potencia-frecuencia tiene que realizarse en tiempo real, a solicitud del operador del sistema.
- La instalación deberá modificar su punto de modificación para disponer de la reserva de regulación primaria siempre y cuando la generación sea  $> 20\%P_n$ .
- Variación de frecuencia hasta  $|200\text{mHz}|$  respecto a la frecuencia de referencia.
- Los grupos generadores tienen que variar su carga hasta un máximo del  $10\%P_n$ .
- Velocidad de respuesta =  $10\%P_n/100\text{ms}$ .



**Figura 3.6 a) y b) Regulación primaria normativa P.O.12.2.** Se trata del control de la regulación primaria [1] que se aplicará a las centrales no-convencionales en un futuro. En la figura a) se muestra el tiempo máximo que tiene que estar la central aplicando la regulación primaria, así como la máxima  $\Delta P$ . Mientras que en la figura b) se muestra la relación que hay en la regulación primaria entre la  $\Delta P$  y  $\Delta f$ .

## 4 REGULACIÓN PRIMARIA APLICADA A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se detalla la regulación primaria aplicada a una generación renovable, más en concreto a la fotovoltaica. Por ello, se analizará para las dos normativas propuestas para este tipo de generación, como son la P.O.12.2. y la Perspectiva Futuro.



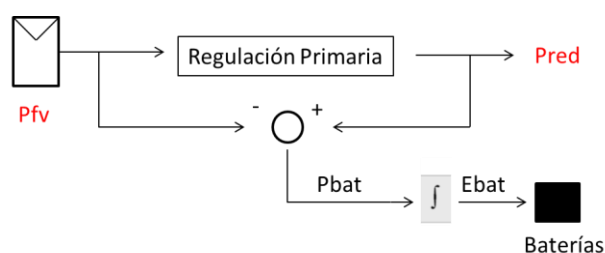
**Figura 4.1** Esquema de la regulación primaria en una central FV.  $P_{bat} > 0$  saliente de las baterías.

Para ello, se simula la regulación primaria entre los días 23 de Julio de 2006 y 22 de Julio de 2007, con una  $\Delta f$  (mHz) producidos en España entre esas fechas en valores reales, y para la generación real de una planta FV de 1.1MW. Por lo tanto,  $P_n = 1100\text{kw}$ .

$$Pred = P_{fv} + \Delta P$$

### 4.1 REGULACIÓN PRIMARIA SIN CONTROL DE SOC

En primer lugar se va a analizar la regulación primaria sin aplicar el control de SOC. Para ello es importante remarcar en qué consiste el control de SOC. Éste es un control en lazo cerrado para que la señal siga a una determinada referencia, y opera a través del error creado entre la señal real y la señal de referencia. Así, el objetivo es mantener la señal entre unos valores determinados y esta no vaya a  $\pm$  infinito.



**Figura 4.2** Regulación primaria generación FV sin control SOC. Sistema de Lazo Abierto.



#### 4.1.1 Regulación primaria normativa P.O.12.2.

Partiendo de la normativa de Red Eléctrica [1.3], la variación de potencia será proporcional a la variación de frecuencia:

$$\Delta P = -K \times \Delta f$$

Cómo

$$\left. \begin{array}{l} \Delta f_{max} = \pm 200 \text{ mHz} \\ \Delta P_{max} = \pm 1.5\% P_n = \pm 0.015 \times 1100 \text{ kw} = \pm 16.5 \text{ kw} \end{array} \right\} K = \frac{16.5 \text{ kw}}{200 \text{ mHz}} = 0.0825 \text{ kw/mHz}$$

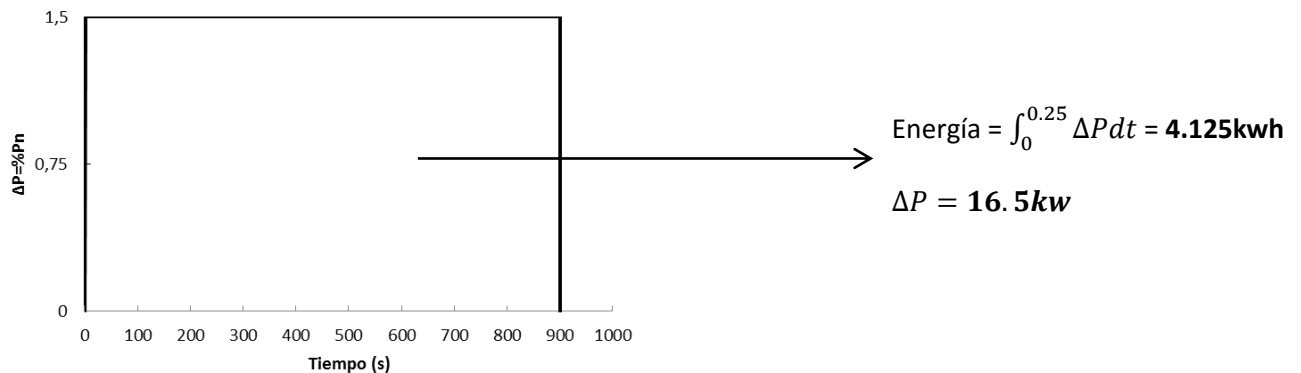
Entonces esta es la regulación primaria que corresponde con la P.O.12.2. :

$$\Delta P = -0.0825 \frac{\text{kw}}{\text{mHz}} \times \Delta f$$

Como la regulación primaria exige en caso de  $\Delta f \geq |200 \text{ mHz}|$  dar la  $|\Delta P_{max}|$  durante un tiempo máximo de 15 minutos, la energía de las baterías es la siguiente:

$$\text{Energía baterías (kwh)} = 16.5 \text{ kw} \times 15 \text{ minutos} \times \frac{1 \text{ hora}}{60 \text{ minutos}} = 4.125 \text{ kwh}$$

Y en definitiva es el área de esta superficie:



**Figura 4.3 Regulación primaria normativa P.O.12.2.**

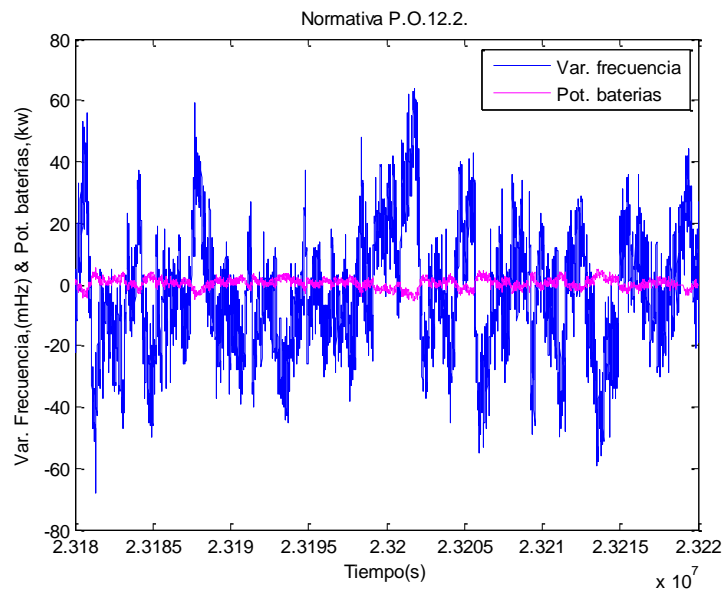
Tal y como pone en la normativa, la regulación primaria actúa ante variaciones de frecuencia positivas y negativas. Si la variación de frecuencia es positiva, la regulación trata en coger la correspondiente variación de potencia, siendo esta proporcional a la variación de frecuencia. Si, por el contrario, la variación de frecuencia es negativa, es necesario dar la variación de potencia correspondiente a la variación de frecuencia.

En definitiva, se necesita:

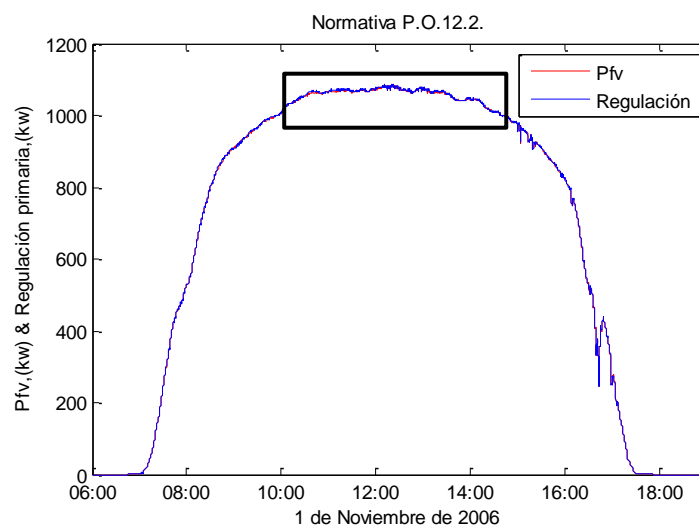
$$\text{Energía total} = 2 \times 4.125 \text{ kwh} = 8.25 \text{ kwh.}$$

Para así, poder responder en caso de fallo  $\Delta f > 0$  y  $\Delta f < 0$ .

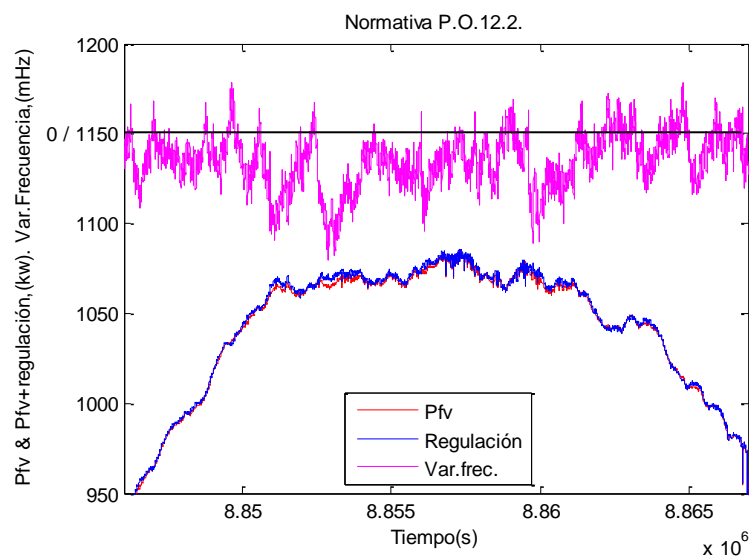
Implementándolo mediante Matlab, se obtiene lo siguiente **Figura 4.4**, **Figura 4.5** y **Figura 4.6**:



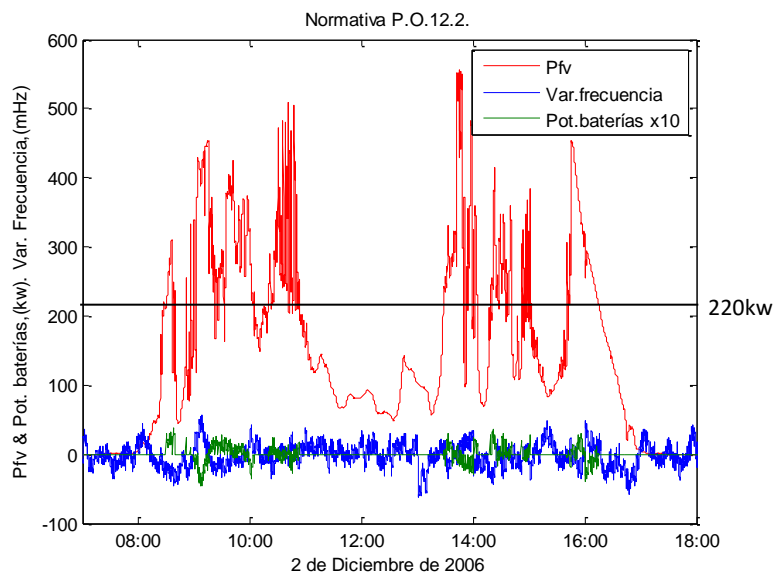
**Figura 4.4 Funcionamiento regulación primaria,  $\Delta f$  y  $\Delta P$  para un tiempo aleatorio.** En esta figura se muestra el funcionamiento de la regulación primaria. Se ve cómo la  $\Delta P$  es negativamente proporcional a la  $\Delta f$ . Se ha calculado una  $K = 0.082 \text{ kw/mHz}$ , por eso si se analiza el pico máximo de  $60 \text{ mHz}$ ,  $\Delta P = -0.0825 \text{ kw/mHz} \times 60 \text{ mHz} = -4.95 \text{ kw}$ . Y ese es el pico mínimo de  $\Delta P$ . Se muestra como sí tiene sentido.



**Figura 4.5 Regulación primaria aplicada a la Pfv para el 1 de Noviembre de 2006.** En esta figura no se aprecia bien la regulación primaria, y por ello, se va a hacer un zoom.

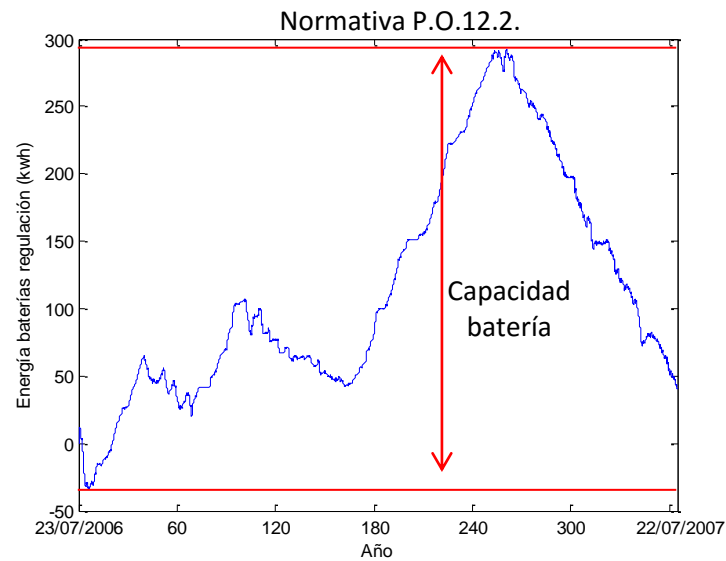


**Figura 4.6 ZOOM** de la **Figura 4.5**. Se observa el funcionamiento de la regulación, y para ello se añade la  $\Delta f$ . Se ve como en este periodo de muestra, la mayoría del tiempo está la  $\Delta f < 0$ , y por ello la línea azul está encima de la roja, ya que la regulación es la  $\Delta P$  aplicada sobre la  $P_{fv}$ .



**Figura 4.7 Funcionamiento regulación primaria normativa P.O.12.2.** En esta figura se muestra cuando opera la regulación, y según lo visto en el Capítulo 3, cuando  $P_{fv} \geq 220 \text{ kw}$  habrá  $\Delta P$ . Y eso es efectivamente lo que se comprueba. Para ver mejor la  $\Delta P$  se ha multiplicado  $\times 10$ .

Simulando mediante Matlab la energía de las baterías a lo largo del año, se obtiene de manera práctica la siguiente energía de las baterías **Figura 4.8**:



**Figura 4.8 Sistema de almacenamiento para la normativa P.O.12.2. sin control de SOC.**  $E_{bat,max} = 291.94kwh$  y  $E_{bat,min} = -33.76kwh$ . Por lo tanto,  $C_{bat} = 325.70kwh$ .

$$\begin{aligned} \text{Capacidad baterías (kwh)} &= E_{batmax} - E_{batmin} = 291.94kwh - (-33.76kwh) \\ &= 325.70kwh \end{aligned}$$

#### 4.1.1.1 Actuación de la regulación en caso de fallo $\Delta f \geq |200mHz|$

Cuando se habla de fallo, se habla de fallos en la frecuencia, es decir, que esta supere los valores de frecuencia permitidos ( $\pm 200mHz$ ). Hay dos posibles fallos:

- Si la  $\Delta f \geq 200mHz$ , la regulación primaria exige absorber  $1.5\%P_n$  durante un tiempo máximo de 15 minutos. En este caso, eso es equivalente a que las baterías cojan  $16.5kw$ , siendo una energía máxima de  $4.125kwh$  que tiene que haber disponible en las baterías. Esto hará una vez al día. Si el fallo se propaga durante 15 minutos, la regulación coge toda la energía exigida y se desconectará, entonces entrará en actuación la regulación secundaria.
- Si la  $\Delta f \leq -200mHz$ , la regulación primaria exige dar  $1.5\%P_n$  durante un tiempo máximo de 15 minutos. Aquí es equivalente a dar  $16.5kw$ , siendo una energía de  $4.125kwh$  que tiene que tener las baterías almacenadas para poder dar. En este caso, a diferencia que en el caso anterior, podrá responder al fallo una vez al día mínimo, y además si después de dar el fallo sigue habiendo generación, se cargarán las baterías y entonces podrá volver a responder nuevamente en caso de fallo. Es decir, podrá responder al fallo de  $\Delta f \leq -200mHz$  más de una vez al día, siempre y cuando entre una descarga y la siguiente pasa el tiempo necesario para que la propia generación cargue los  $4.125kwh$ .

#### 4.1.2 Regulación primaria normativa “Perspectiva Futuro”

Partiendo de la normativa “Perspectiva Futuro” detallada en el capítulo de Regulación de frecuencia, se obtiene lo siguiente:

$$\Delta P_{max} = \pm 10\% P_n = \pm 0.1 \times 1100 \text{ kw} = \pm 110 \text{ kw}$$

Y como

$$\Delta f_{max} = \pm 200 \text{ mHz}$$

Obtenemos lo siguiente:

$$K = \frac{110 \text{ kw}}{200 \text{ mHz}} = 0.55 \text{ kw/mHz}$$

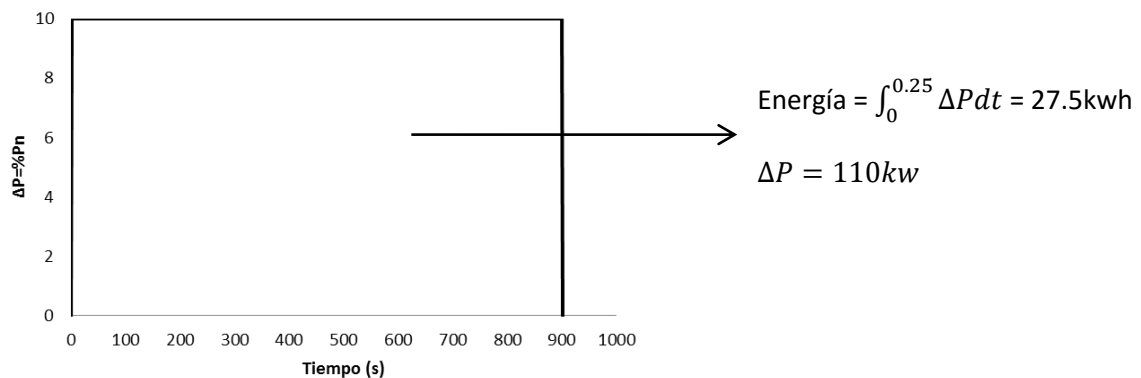
Por lo tanto, la regulación primaria para la perspectiva de futuro se trata de la siguiente ecuación:

$$\Delta P = -0.55 \frac{\text{kw}}{\text{mHz}} \times \Delta f$$

Al igual que con el caso anterior, se necesita cubrir con la regulación primaria en caso de fallo  $\Delta f \geq |200 \text{ mHz}|$  durante un tiempo máximo de 15 minutos, dando el valor de  $P_{max}$ . Por lo tanto, se obtiene de manera teórica la siguiente energía de las baterías:

$$\text{Energía baterías (kwh)} = 110 \text{ kw} \times 15 \text{ minutos} \times \frac{1 \text{ hora}}{60 \text{ minutos}} = 27.5 \text{ kwh},$$

Y en definitiva es el área de esta superficie:

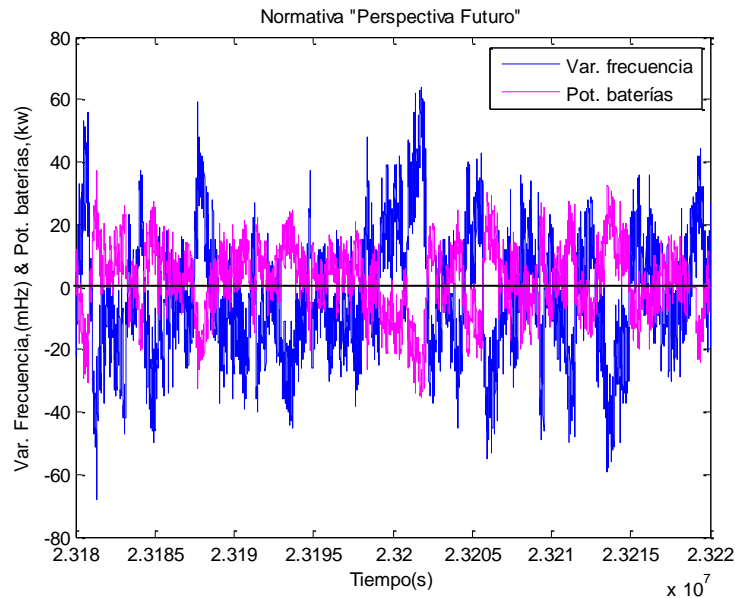


**Figura 4.9** Regulación primaria normativa “Perspectiva Futuro”.

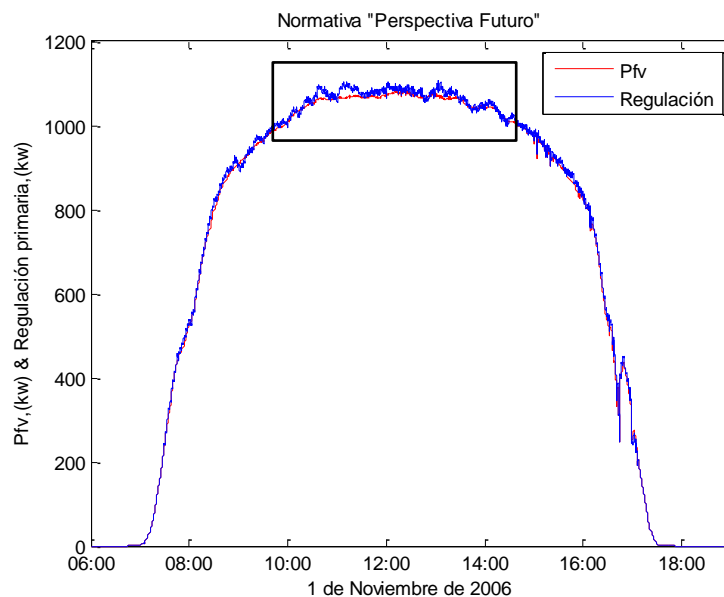
Y como se necesitan las baterías tanto para cubrir las  $\Delta f > 0$  y  $< 0$ , la capacidad total de las baterías teóricamente para cubrir toda la regulación primaria es:

$$\text{Energía total} = 2 \times 27.5 \text{ kwh} = 55 \text{ kwh}.$$

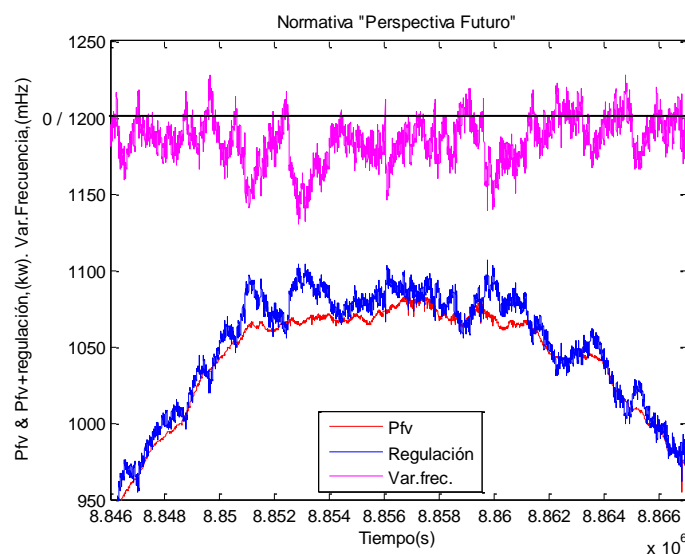
Si se implementa de manera práctica tal y como se ha hecho para la normativa anterior, se obtiene lo siguiente **Figura 4.10** **Figura 4.11** **Figura 4.12** Y **Figura 4.13**:



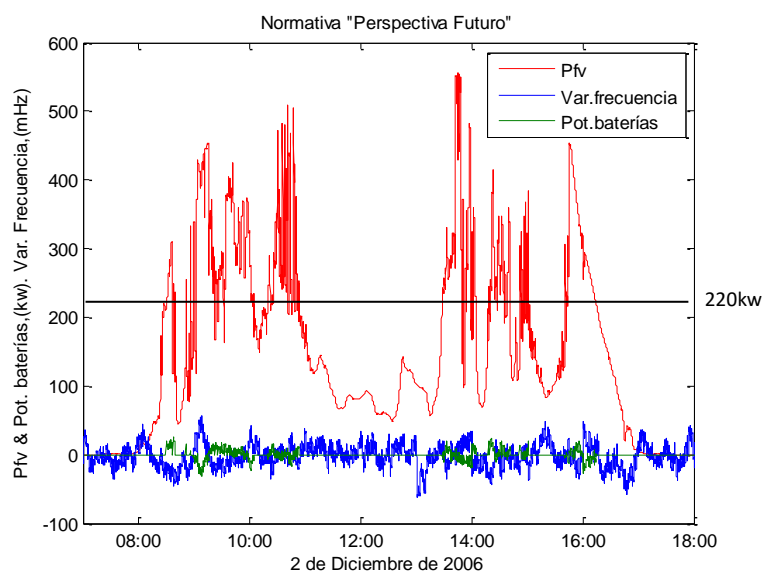
**Figura 4.10** *Funcionamiento regulación primaria,  $\Delta f$  y  $\Delta P$  para un tiempo aleatorio. En esta figura se muestra el funcionamiento de la regulación primaria. Se ve cómo la  $\Delta P$  es negativamente proporcional a la  $\Delta f$ . Se ha calculado una  $K = 0.55 \text{ kw/mHz}$ , por eso si se analiza el pico máximo de  $60 \text{ mHz}$ ,  $\Delta P = -0.55 \text{ kw/mHz} \times 60 \text{ mHz} = -33 \text{ kw}$ . Y ese es el pico mínimo de  $\Delta P$ . Se muestra como sí tiene sentido.*



**Figura 4.11** *Regulación primaria aplicada a la Pfv para el 1 de Noviembre de 2006. En esta figura no se aprecia bien la regulación primaria, y por ello, se va a hacer un zoom. Nótese que se trata del mismo día que **Figura 4.5**.*

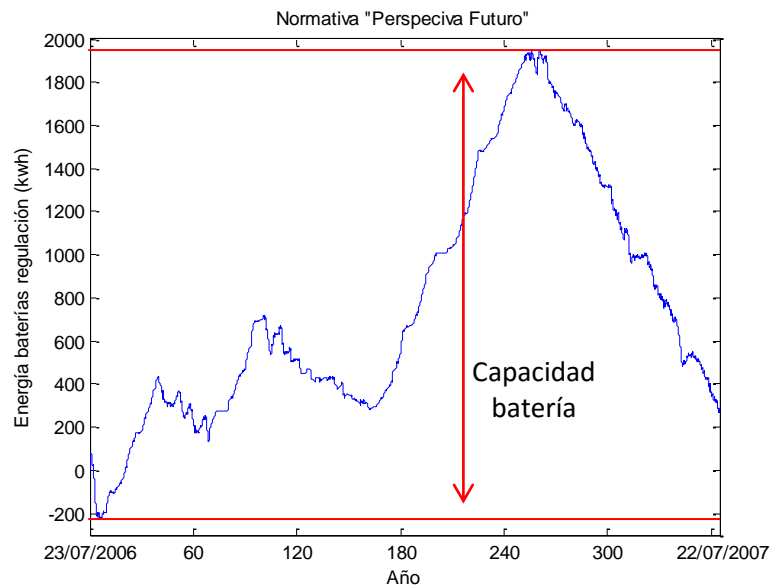


**Figura 4.12 ZOOM de laFigura 4.11.** Se observa el funcionamiento de la regulación, y para ello se añade la  $\Delta f$ . Se ve como en este periodo de muestra, la mayoría del tiempo está la  $\Delta f < 0$ , y por ello la línea azul está encima de la roja, ya que la regulación es la  $\Delta P$  aplicada sobre la Pfv.



**Figura 4.13 Funcionamiento regulación primaria normativa "Perspectiva Futuro".** En esta figura se muestra cuando opera la regulación, y según lo visto en el Capítulo 3, cuando  $Pfv \geq 220kw$  habrá  $\Delta P$ . Y eso es efectivamente lo que se comprueba.

Simulando mediante Matlab se obtiene el siguiente sistema de almacenamiento **Figura 4.14**:



**Figura 4.14 Sistema de almacenamiento para la normativa P.O.12.2. sin control de SOC.**  $E_{bat,max} = 1946.3kwh$  y  $E_{bat,min} = -225.1kwh$ . Por lo tanto,  $C_{bat} = 2171.4kwh$ .

$$\text{Capacidad baterías (kwh)} = E_{batmax} - E_{batmin} =$$

$$1946.3kwh - (-225.1kwh) = \mathbf{2171.4kwh}$$

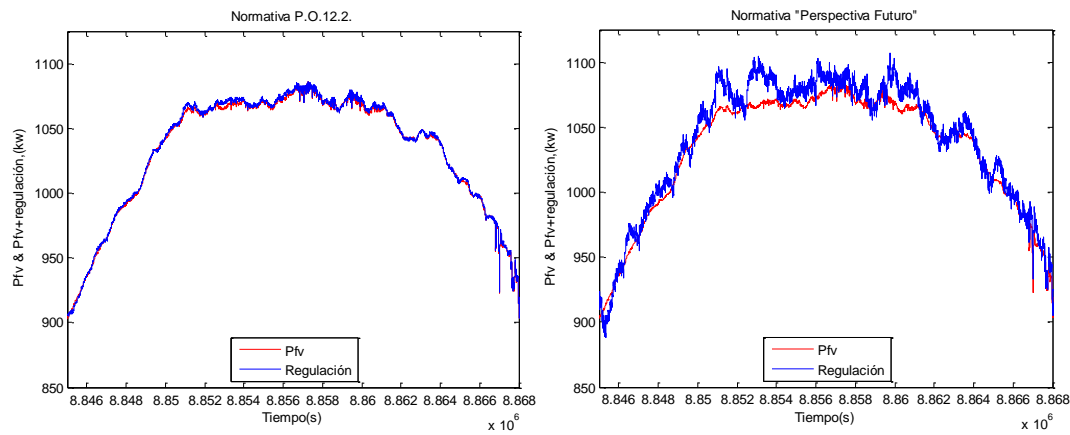
#### 4.1.2.1 Actuación de la regulación en caso de fallo $\Delta f \geq |200mHz|$

En caso de fallo el funcionamiento es igual que en el caso anterior, la única diferencia es que en caso de  $\Delta f \leq -200mHz$  como la capacidad de las baterías teóricamente es de 55kwh (respecto a los 8.25kwh de la normativa anterior), si da toda la capacidad, para poder dar otra vez en caso de que siguiera el fallo tardará más tiempo que el caso anterior en cargarse con la misma generación.



### 4.1.3 Conclusión

A primera vista, se puede observar como la regulación de la normativa “Perspectiva Futuro” para una central es más notoria que la regulación de la normativa P.O.12.2. Por ello, cabe la posibilidad de pensar que la regulación P.O.12.2. es un simple ruido aplicado a la generación:



**Figura 4.15 a) y b) Comparación de la regulación primaria aplicada a las dos normativas.** Se observa como para una planta, se nota más la regulación primaria mediante la normativa “Perspectiva Futuro”. Esto es debido a que  $\Delta P_{max} = \pm |10\%P_n|$  frente a  $\Delta P_{max} = \pm |1.5\%P_n|$  de la normativa P.O.12.2.

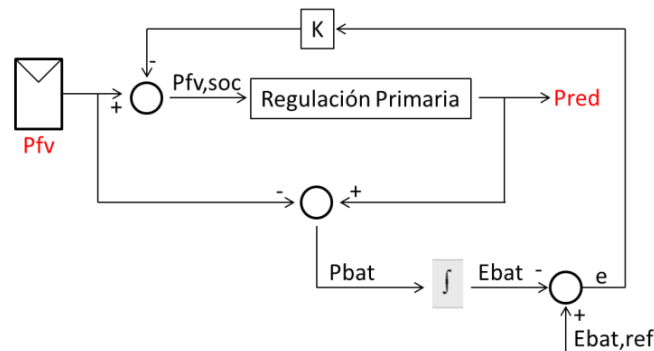
Pero hay que tener en cuenta que la regulación es a nivel nacional, y por lo tanto sumando la pequeña oscilación provocada por cada regulación P.O.12.2. de todas las centrales FV de España harán que el aparente ruido de una central se traduzca en una  $\Delta P$  considerable para hacer frente a la  $\Delta f$ .

Por consiguiente, aunque para una normativa la  $\Delta P$  parezca un simple ruido y la otra una  $\Delta P$  apreciable, esto no quiere decir que sea ni mejor ni peor, simplemente que en la normativa de futuro se le aplica mayor importancia a la fotovoltaica, pudiendo incrementar hasta un  $10\%/P_n$  su generación.

## 4.1 REGULACIÓN PRIMARIA CON CONTROL DE SOC

El control de SOC es un control en lazo cerrado, el cual hace que la señal siga a una señal de referencia, y opera mediante el error producido en cada iteración entre la señal de referencia y la señal real [5]. El SOC, o como bien dice su nombre en inglés “State Of Charge”, me determina (en %) el estado de carga de las baterías, respecto al 100% que es la  $C_{bat}$ . Por ello, si se quiere que estén cargadas a la mitad, y es lo que interesa en este proyecto, la referencia se coloca en el 50%.

El objetivo del control de SOC es mantener estable una variable. En este caso se utiliza para controlar la carga y descarga de las baterías, ya que como se ha visto anteriormente, sino se le aplica ningún control la carga y descarga hace que tiendan prácticamente a infinito, haciendo inviable cualquier proyecto de este tipo.



**Figura 4.16 Lazo de control del SOC.** El error se multiplica por una constante  $K$  y modifica la generación FV. Por ello, el inconveniente que tiene es que en vez de aplicar la regulación a la generación real, se está aplicando a una generación modificada. Y gracias a modificar esta generación se consigue la estabilidad en la energía de las baterías. Si la energía en las baterías es mayor que la  $E_{bat,ref}$ , habrá que descargar las baterías, aumentando la  $P_{fv,soc}$ . Por ello el error ( $e = E_{bat,ref} - E_{bat}$ ) será  $< 0$ , y  $P_{fv,soc} > P_{fv}$  ( $P_{fv,soc}$  será  $P_{fv}$  + la descarga de las baterías). Si por el contrario,  $E_{bat} < E_{bat,ref}$ , habrá que cargarlas quitando parte de la  $P_{fv}$  que vayan a las baterías, por eso  $e > 0$  y  $P_{fv,soc} < P_{fv}$ .

Es importante remarcar que una apropiada constante  $K$  permite una buena relación entre la velocidad y estabilidad del sistema [art. SOC]. Un valor excesivamente elevado reduce la capacidad de las baterías, pero a su vez modifica más la generación FV; además hace que aumente la carga y descarga de las baterías. Por ello, un valor apropiado de la  $K$  será entre  $K_c[2,8]$ . [5].

Para este proyecto, la  $K$  utilizada será de 2. Está dentro del rango considerado como buena estabilidad y velocidad, y como el objetivo es obtener la regulación primaria en la fotovoltaica lo más precisa posible, no se modificará en exceso la  $P_{fv}$ . Por ello el valor de  $K$  será el más pequeño posible y así  $P_{fv,soc} \approx P_{fv}$  real.

Como se ha comentado anteriormente, el inconveniente es que la estabilidad en las baterías se modifica modificando la  $P_{fv}$ .

Por lo tanto, cuanto menor sea la  $K$  dentro de la estabilidad, menos se modificará la  $P_{fv}$  para aplicar la regulación, ya que:

$$P_{fv,soc} = P_{fv} - \text{error} \times K$$

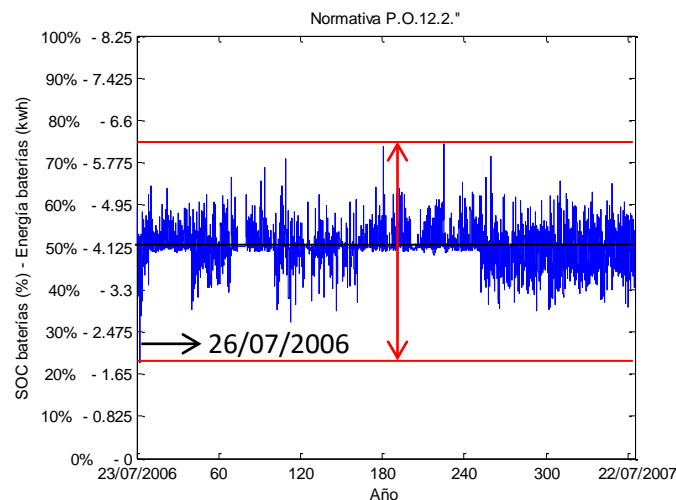
$$Pred = P_{fv,soc} + \Delta P$$

Por lo tanto se utilizará un valor de  $K = 2$ , para que así  $P_{fv,soc} \approx P_{fv}$  y la regulación se aplique a  $\approx P_{fv}$ .

#### 4.1.4 Regulación primaria SOC normativa P.O.12.2.

Tal y como se ha calculado anteriormente,  $C_{bat,teórica} = 8.2\text{kwh}$ . Como se desea mediante el SOC mantener la energía de las baterías en la mitad, se pone la  $E_{bat,ref} = 4.125\text{kwh}$ , siendo este valor el 50% del SOC.

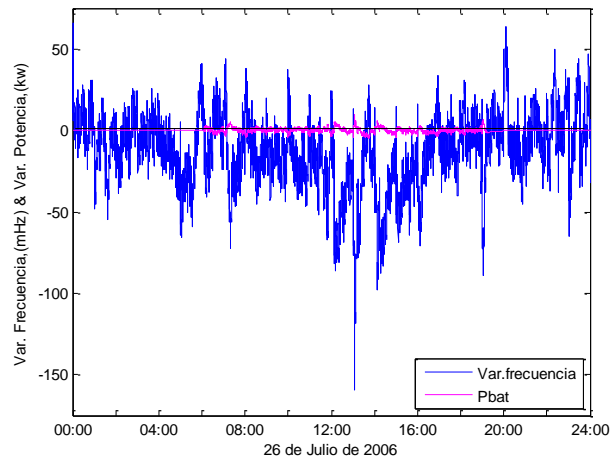
Realizando este control durante todo un año, desde el 23/07/2006 al 22/07/2007 se obtiene lo siguiente **Figura 4.17**:



**Figura 4.17 Ebat y SOC con K=2.** El SOC muestra el estado de carga de las baterías, mientras que la Ebat muestra en valores reales (kwh) la capacidad disponible.  $C_{bat,max} = 6.14\text{kwh}$  y  $C_{bat,min} = 1.86\text{kwh}$ , por ello, se observa como en ningún caso llegan a cargarse del todo ( $SOC < 100\%$ ) ni tampoco a descargarse ( $SOC > 0\%$ ). Por consiguiente, siempre se dispone de almacenamiento disponible para cumplir con la regulación primaria.

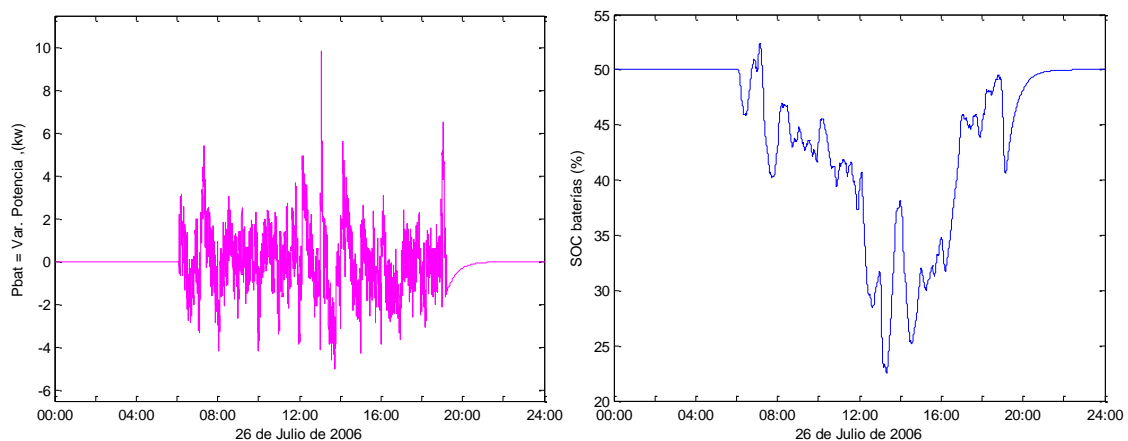
El mínimo de las baterías se consigue por los primeros días. Exactamente el 26 de Julio. Aplicando la teoría de la regulación, eso se debe a que esos días ha habido una fuerte variación de frecuencia negativa, por ello, para contrarrestar esa variación las baterías han inyectado en la red la  $\Delta P$  necesaria ( $\Delta P = -C_{te} \times \Delta f$ ) y se han descargado. Nótese que cuanto mayor sea la variación de frecuencia, mayor será la variación de potencia.

Se va a analizar esos días, si efectivamente se cumple esto:



**Figura 4.18 Regulación primaria normativa P.O.12.2..** Se selecciona este día, el 26 de julio, porque tal y como se observa en **Figura 4.17** este es el día que más descargas llegan a estar las baterías. Esto se debe a que hay en este día una  $\Delta f < 0$  muy grande, y por ello el sistema responde inyectando  $\Delta P$ , y por consiguiente descargando las baterías. Al ser la normativa P.O.12.2. La  $\Delta P$  no se puede apreciar muy bien, en comparación con la escala de la  $\Delta f$ .

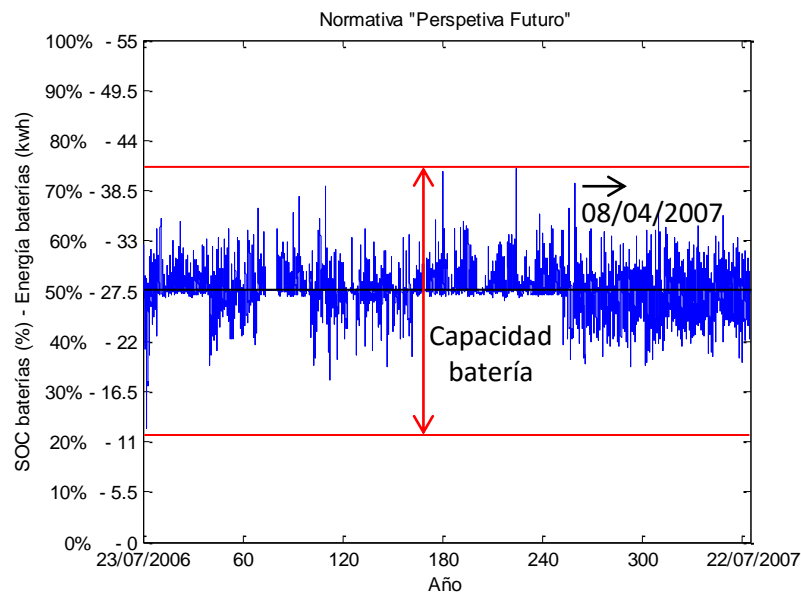
A continuación se va a mostrar el comportamiento del sistema de almacenamiento para ese mismo día. Es decir, Pbat y Ebat:



**Figura 4.19 a) y b) Pbat y Ebat para el 26 de Julio de 2006.** Se observa cómo actúa el sistema de almacenamiento. Pbat es negativamente proporcional a  $\Delta f$  mostrado en la **Figura 4.18**. Además, como ese día  $\Delta f$  es más tiempo  $< 0$ ,  $\Delta P > 0$  y las baterías se descargan, tal y como se ve en la **figura b)**.

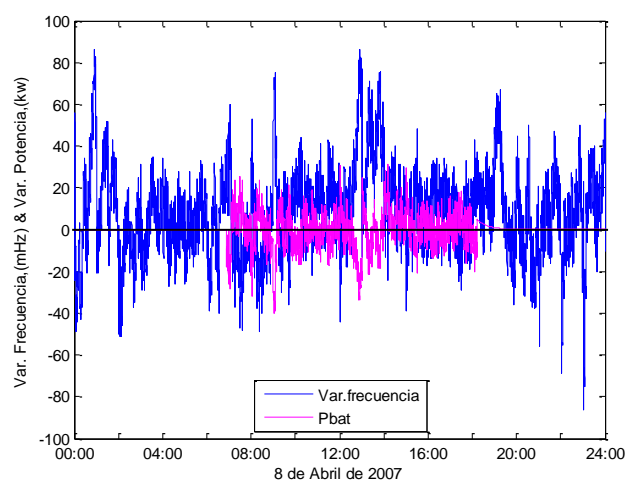
#### 4.1.5 Regulación primaria con SOC normativa "Perspectiva Futuro".

En este caso, como la  $C_{bat,teórica} = 55\text{kWh}$  se coloca la  $E_{bat,ref}$  en la mitad, para que así la mitad de la  $C_{bat}$  sea el 50% de la carga de las baterías, y los 55kWh sean el 100% del SOC que es la  $C_{bat}$  necesaria para responder con la regulación primaria. Para esta normativa, en cambio, simulando todo el año se obtiene lo siguiente **Figura 4.20**:

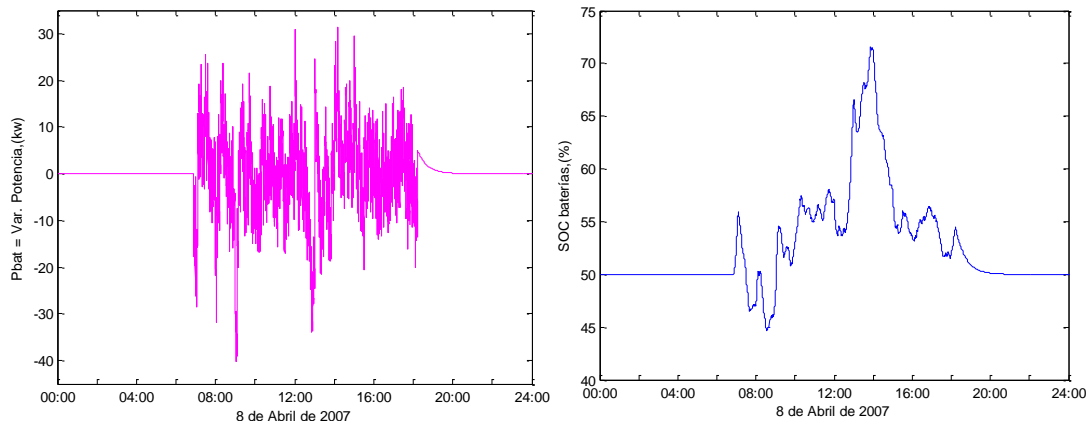


**Figura 4.20 Ebat y SOC con K=2.** El valor máximo de la carga de las baterías  $C_{bat,max} = 40.92\text{kwh}$ , mientras que el valor mínimo  $C_{bat,min} = 12.00\text{kwh}$ . Se observa, al igual que para la normativa anterior, como nunca se carga del todo ni se descarga el sistema de almacenamiento, pudiendo así responder en todo momento a la regulación primaria.

A continuación se va a analizar un pico casi máximo (8 de Abril) **Figura 4.21 y Figura 4.22 a) y b)** para ver el funcionamiento tanto con una normativa como la otra. Si se analiza un pico máximo de carga de la batería, esto se debe a que se ha introducido mucha potencia, es decir que  $\Delta P < 0$ . Entonces para que se cumpla eso la variación de la frecuencia en ese día mayormente ha tenido que ser positiva,  $\Delta f > 0$ , traduciéndose en exceso de potencia en la red, y por eso la regulación actúa inyectando menos potencia a la red, e inyectando la potencia restante a las baterías.



**Figura 4.21 Regulación primaria normativa "Perspectiva Futuro".** En este caso se selecciona un día en que predomine la  $\Delta f > 0$ , y por lo tanto sea un día que la batería tiende a cargar. Se trata del 8 de Abril. Al ser la  $\Delta f > 0$ , la regulación responderá introduciendo ese exceso de potencia a las baterías, cargando las mismas. Le observa como el pico de máxima  $\Delta f$  es cerca de las 12:00 con  $\Delta f = 80\text{mHz}$ . Por lo tanto,  $\Delta P = -0.55\text{kw/mHz} \times 80\text{kw} = -44\text{kw}$ , que es efectivamente lo que se ve.

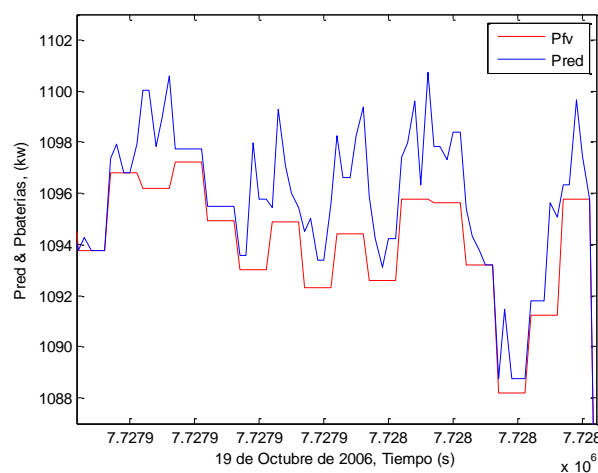


**Figura 4.22 a) y b) Pbat y Ebat para el 8 de Abril.** Se observa el funcionamiento de Pbat y Ebat. Cómo Ebat llega a cargarse hasta el 70% debido al pico de  $\Delta P < 0$ , que con el convenio de signos es entrante a la batería.

#### 4.1.6 Inconvenientes SOC

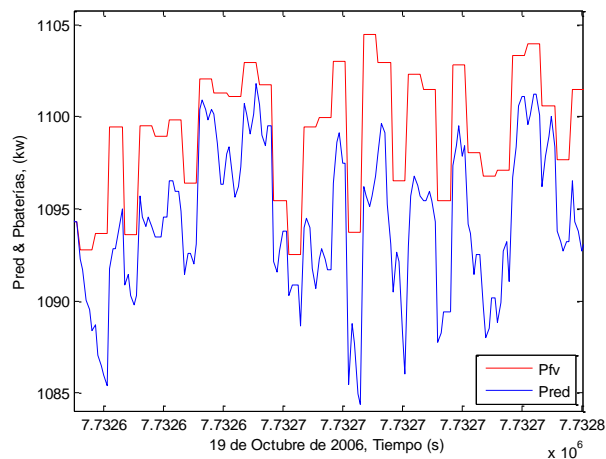
El mayor inconveniente, como ya se ha comentado anteriormente, es que se modifica la Pfv, y, entonces, la regulación no se aplica a la generación real, sino a la Pfv,soc. Por ello, una vez aplicado la regulación primaria, si se compara la Pfv y la Pred se observan 4 posibilidades diferentes:

- $\Delta f < 0 \Rightarrow \text{Pred} > \text{Pfv}$ . Cuando la variación de frecuencia es negativa, la regulación hará que la central tenga que inyectar más potencia a la red de la que está generando, es decir que  $\Delta P > 0$ , entonces  $\text{Pred} = \text{Pfv} + \Delta P > \text{Pfv}$ .  
¿Esto se cumplirá todo el rato que  $\text{Pred} > \text{Pfv}$ ?



**Figura 4.23 Actuación regulación primaria  $\Delta f < 0$ , ZOOM Pfv y Pfv,regulación.** En esta figura se muestra la regulación primaria con mucho zoom, como efectivamente cuando  $\Delta f < 0$ ,  $\Delta P > 0$  y entonces  $\text{Pfv} + \Delta P > \text{Pfv}$ . (está por encima).

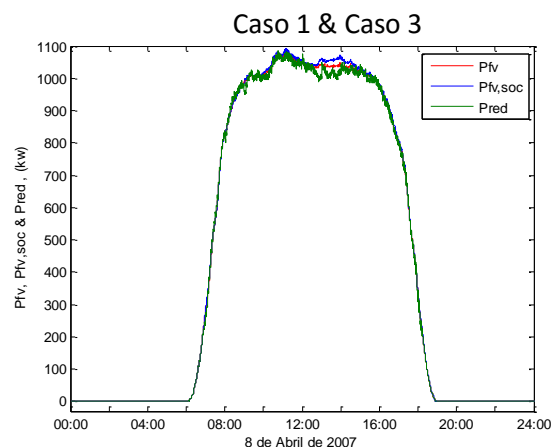
- Si  $SOC > 50\%$ , las baterías están cargadas y se tienen que descargar aumentando la  $P_{fv,soc}$ . Por ello la  $P_{fv,soc} > P_{fv}$  y la  $Pred >> P_{fv}$ . **Caso 1**.
- Si  $SOC < 50\%$ , las baterías están descargadas y se tienen que cargar llevando parte de la generación a las baterías. Por eso  $P_{fv,soc} < P_{fv}$ , y ¿ $Pred > P_{fv}$ ? **Caso 2. !!**
- $\Delta f > 0 \Rightarrow Pred < P_{fv}$ . En esta situación, como la variación de la frecuencia es positiva la regulación hará que la central genere menos  $P_{fv}$ , es decir que  $Pred < P_{fv}$ .  $\Delta P < 0$ , entonces  $Pred = P_{fv} + \Delta P < P_{fv}$ .  
¿Se cumplirá todo el rato que  $Pred < P_{fv}$ ?



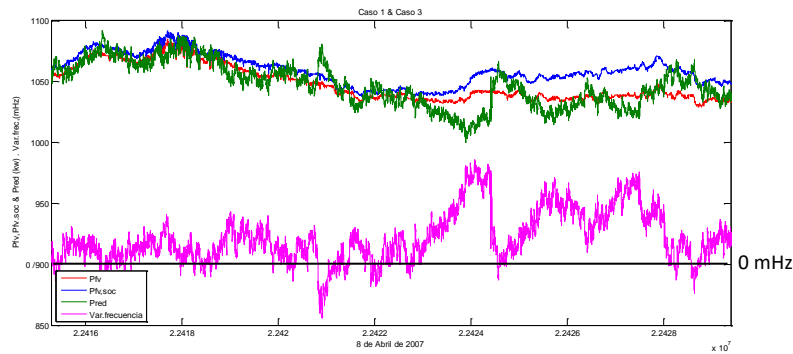
**Figura 4.24 Actuación regulación primaria  $\Delta f > 0$ , ZOOM  $P_{fv}$  y  $P_{fv,regulación}$ .** Se observa efectivamente como siendo  $\Delta f > 0$ ,  $\Delta P < 0$  y por eso  $P_{fv,regulación} = P_{fv} + \Delta P < P_{fv}$ . (está por debajo)

- Si  $SOC > 50\%$ , se descargan las baterías aumentando la  $P_{fv,soc}$  entonces  $P_{fv,soc} > P_{fv}$ . Se cumple que ¿ $Pred < P_{fv}$ ? **Caso 3. !!**
- Si  $SOC < 50\%$ , se cargan las baterías utilizando parte de la  $P_{fv}$ , entonces  $P_{fv,soc} < P_{fv}$ , en este caso  $Pred << P_{fv}$ . **Caso 4.**

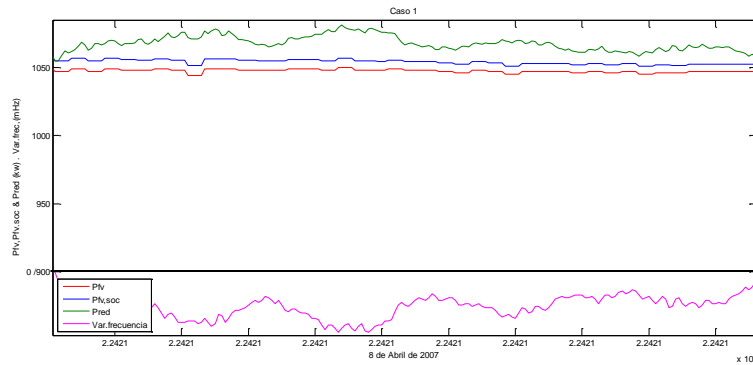
A continuación se va a analizar cada caso **Figura 4.25** **Figura 4.26** y **Figura 4.27**:



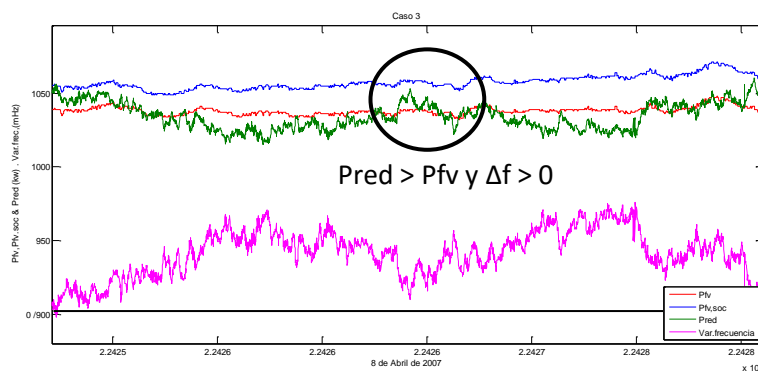
**Figura 4.25 Caso 1 y Caso 3,  $SOC > 50\%$ .** Se trata del 8 de Abril, y como se ha comentado en la **Figura 4.21**  $SOC > 50\%$ . Por ello en esta figura se van a analizar los dos casos que tienen el  $SOC > 50\%$ .



**Figura 4.26 Caso 1 y Caso 3, SOC > 50% ZOOM.** En esta figura se puede observar mejor los dos casos.  $Pfv$  es la línea roja,  $Pfv,soc$  la azul y  $Pfv,red$  la verde. En morado está la  $\Delta f$ .



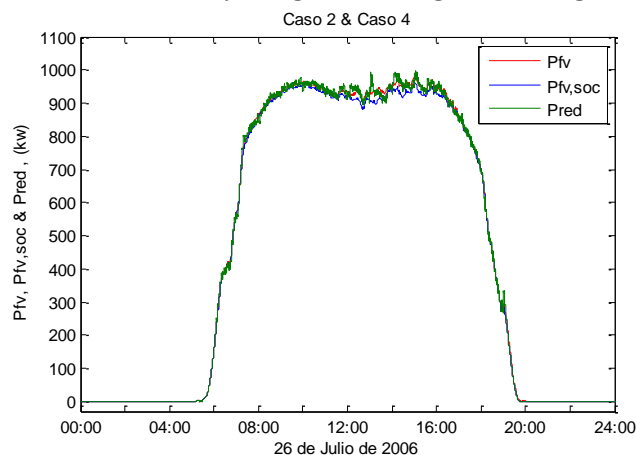
**Figura 4.27 Caso 1.** Se aplica ZOOM para el caso anterior, y se observa como se cumple que siempre  $Pfv,red > Pfv$ . Al ser SOC > 50% la batería se va a descargar aumentando  $Pfv,soc$ . Y al aplicar la regulación, se consigue siempre que  $Pfv,red \gg Pfv$  (línea verde frente a línea roja). En este caso el modificar la  $Pfv$  no afecta a los requerimientos de la regulación.



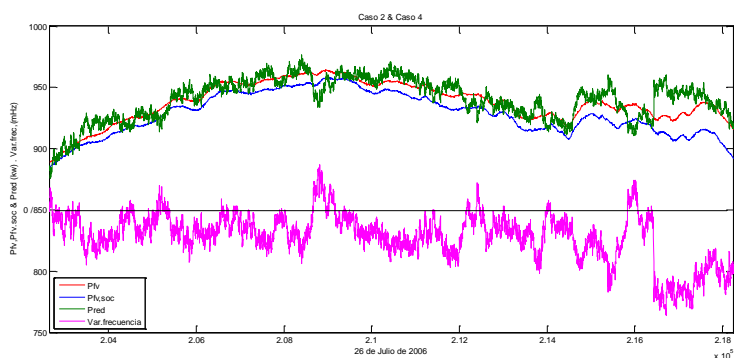
**Figura 4.28 Caso 3.** En esta figura se observa el Caso 3, que es SOC > 50% y  $\Delta f > 0$ . Se observa cómo, al ser el SOC > 50%  $Pfv,soc > Pfv$ . Pero al ser  $\Delta f > 0$  la regulación actuará para que  $Pred < Pfv$ . Hay casos que no ocurrirá esto, porque  $Pfv,soc$  se levanta demasiado de  $Pfv$ , de manera que  $Pfv,red$  queda por encima de  $Pfv$ . Aquí no se cumple con la regulación primaria.



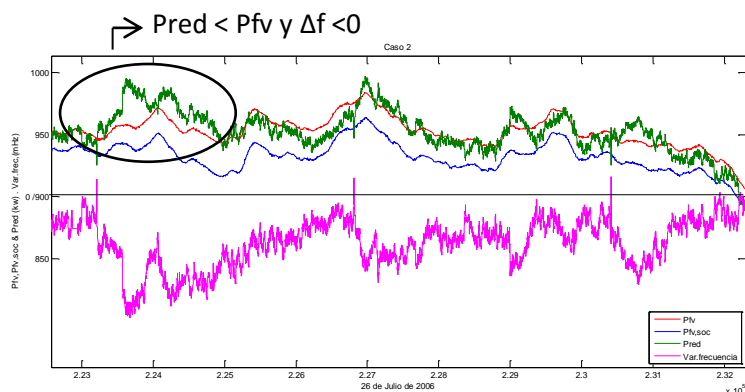
Y ahora los correspondientes casos, 2 y 4, **Figura 4.29** **Figura 4.30** **Figura 4.31** y **Figura 4.32**:



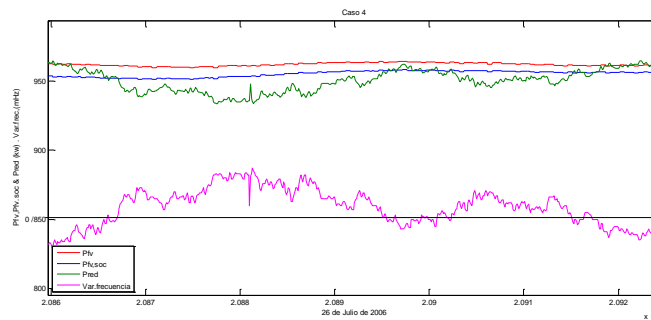
**Figura 4.29 Caso 2 y Caso 4, SOC < 50%.** Se elige el 26 de Julio porque tal y como se ve en **Figura 4.18** es un día con SOC < 50%.



**Figura 4.30 Caso 2 y Caso 4, SOC < 50% ZOOM.**



**Figura 4.31 Caso 2.** Se aplica el ZOOM de manera que solo se va  $\Delta f < 0$ . Al estar el SOC < 50%, la batería se tiene que cargar, cogiendo parte de la generación FV y así disminuyendo  $P_{fv,soc}$  (línea azul debajo de la línea roja). Por ello, como  $\Delta f < 0$  la regulación hará que se inyecte más potencia a la red de la que se está generando. Habrá momentos que  $P_{fv,red} < P_{fv}$ , debido a que  $P_{fv,soc}$  se ha modificado demasiado. Entonces en este caso no se está cumpliendo la regulación primaria.



**Figura 4.32 Caso 4.** En esta figura,  $\Delta f > 0$  y se cumple como  $P_{fv,red} < P_{fv}$ . Se cumple con la regulación primaria.

#### 4.1.6.1 Conclusión

La primera impresión es que analizando las 4 posibilidades, para 2 sí se consigue responder a la regulación primaria pero para las otras 2 posibilidades hay situaciones en las que no se consigue eso.

La explicación de esto es que como se está operando todo el rato con la  $P_{fv,soc}$ , en los casos en los que no se consigue responder a la regulación como puede ser por ejemplo el caso 2, la variación de frecuencia se produce con la situación anterior, es decir, operando también con  $P_{fv,soc}$ , y, por ello, respecto a esta consigna sí que se produce un aumento de la generación. Este aumento quede que sea menor que la  $P_{fv}$  en ese instante, pero en definitiva se modifica la potencia que se inyecta a la red. El sistema verá una modificación respecto de la potencia que se estaba inyectando anteriormente, no respecto de lo que esté generando, haciendo válida la teoría de la regulación primaria. Y como lo que se busca es que las baterías estén al 50%, lo que se le inyecta por una parte y se traduzca en una pérdida de generación en ese instante, se le quita en otra situación aumentando la  $P_{fv,soc}$ . Por lo tanto la  $\Delta P_{fv,soc \text{ neta}} = 0$ . Y no hay pérdida de generación.

#### 4.1.7 Comparación regulación primaria con SOC y sin SOC

A continuación se va a comparar, en valores del sistema de almacenamiento necesario, la regulación primaria tanto para el caso de realizarla sin control de SOC y aplicándole dicho control **Tabla 1**:

		Cbat teórico (kwh)	Cbat práctico(kwh)	Pbat (kw)	Hora teórico	Hora práctico	C teórico (Pn/Cbat)	C práctico (Pn/Cbat)
Sin control SOC	P.O.12.2.	8,25	325,70	16,5	0,5	19,74	133,33	3,38
	Perspectiva Futuro	55	2.171,40	110	0,5	19,74	20	0,51
Con control SOC	P.O.12.2.	8,25	4,28	16,5	0,5	0,25	133,33	257
	Perspectiva Futuro	55	28,92	110	0,5	0,26	20	38,03

**Tabla 1** Comparación sin control SOC y con control SOC. Cbat teórico se calcula mediante la normativa de la regulación primaria. Cbat práctico simulando mediante matlab. Pbat es la potencia máxima de las baterías, calculado mediante la normativa de la regulación. Hora teórico es las horas de baterías a esa Pbat. Y hora práctico lo mismo pero con la Cbat práctica. C teórico es la relación de la capacidad con la potencia de la planta FV,  $C=Pn/Cbat$ . Una C muy grande significa que se necesita demasiado almacenamiento en comparación con la potencia de la planta FV, al contrario que para una C muy pequeña que significa que se está utilizando unas baterías demasiado pequeñas para esa planta. Lo ideal, tener una C parecida a la C teórica.

Tal y como se observa en la planta, se ve la mejoría del control de SOC. Por una parte, la Cbat es menor que la calculada teórica, y eso permite utilizar la Cbat teórica para que así en todo momento se obtenga la mínima capacidad necesaria para responder a la regulación. Se consigue optimizar el sistema de almacenamiento. Por otro lado, en función con la C teórica se obtienen resultados muy similares a los teóricos si se utiliza el control de SOC, a diferencia de los valores sin utilizar este control. Y eso es precisamente lo que se busca, algo acorde con lo calculado teóricamente.

## 5 FILTRADO

Como ya se ha adelantado en la introducción, por la simple razón de que el uso de la fotovoltaica para generar electricidad está aumentando, para poder introducir esta electricidad a la red y no la perturbe es necesario la exigencia de unas limitaciones. Una de estas limitaciones es la de **filtrar**, en la medida de lo posible, la potencia inyectada a la red mediante las centrales fotovoltaicas.

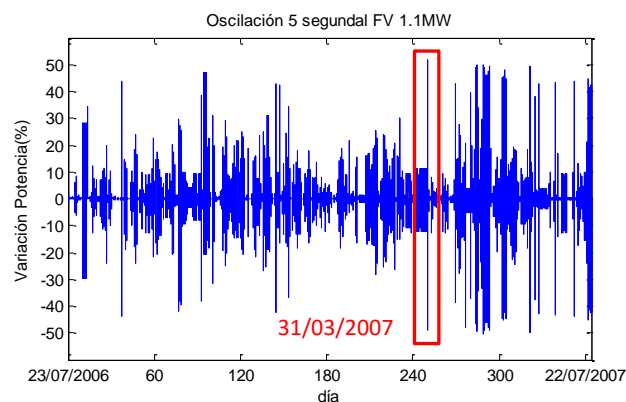
El principal problema es que las energías renovables parten de un recurso natural. Y este recurso no se puede controlar, sino que depende de los fenómenos naturales. Por ello, una oscilación en el recurso se traducirá en una oscilación en la generación.

Estos recursos son muy oscilatorios, y por lo tanto la potencia inyectada a la red eléctrica mediante energías renovables es muy oscilatoria. Por ejemplo, en las centrales fotovoltaicas la materia prima es el sol, y si en un instante pasa una nube por encima de las placas fotovoltaicas de la central, la potencia generada sufrirá un descenso. O con el viento, las diferentes rachas de viento me causarán oscilaciones en la potencia.

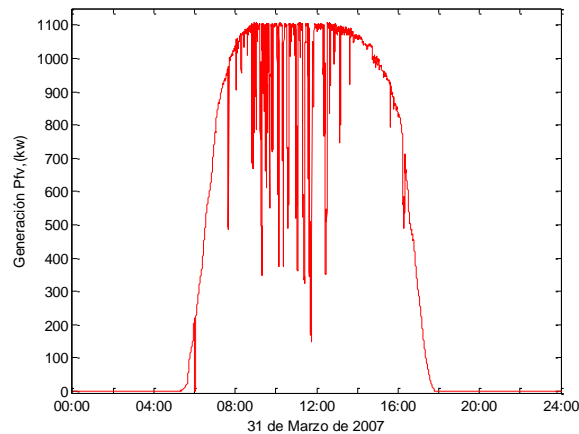
La oscilación de la generación FV, tal y como pone en el artículo [5], se mide de la siguiente manera:

$$\Delta P \Delta t(t) = \frac{[P_{fv}(t) - P_{fv}(t - \Delta t)]}{P_*} \quad (5.1)$$

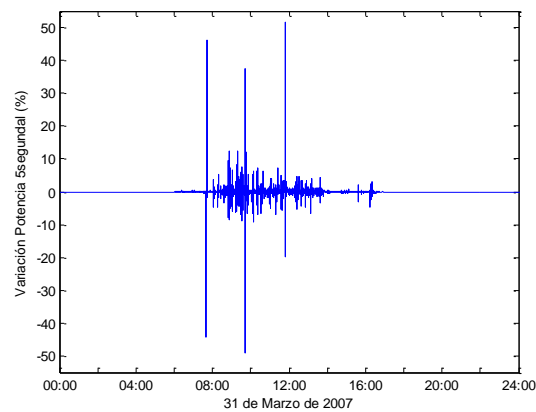
Y en resumen, se trata del % que varía la generación en un  $\Delta t$  en comparación con la potencia nominal.



**Figura 5.1 Oscilación  $P_{fv}$ ,  $\Delta P \% P_n / 5 \text{seg}$ .** En esta figura se analiza la oscilación real de la generación fotovoltaica de la planta de Moura de 1.1MW cada 5 segundos. Se observa como la generación FV inyectada a la red puede variar hasta un máximo del 50% de la  $P_n$  en 5 segundos, siendo equivalente a decir que varía hasta 550kw en 5 segundos.



**Figura 5.2 Potencia FV el día 31 de Marzo, día con mucha fluctuación.** Generación FV (Pfv) para la central de Moura 1.1MW el día 3 de Abril de 2007. En esta figura se observa como la oscilación varía un 50% en 5 segundos. Esto se debe al paso rápido de una nube densa.



**Figura 5.3 Variación potencia  $\Delta P$  (%/5min) para el día 31 de Marzo.** Se observa la fluctuación, cómo puede llegar a variar hasta el 50% de la generación en 5 segundos. Es decir, en 5 segundos puede variar 550kw.

Como se puede observar, si se suma la oscilación que crean todas las plantas FV de España, esto se traduce a una variación considerable casi instantánea en la potencia de la red, siendo esto muy perjudicial para la misma.

Por ello, hay muchos métodos del filtrado. Los más empleados son:

- “Ramp-rate control” (Control de rampas) [5]
- “Moving average” (Moviendo la media) [5].

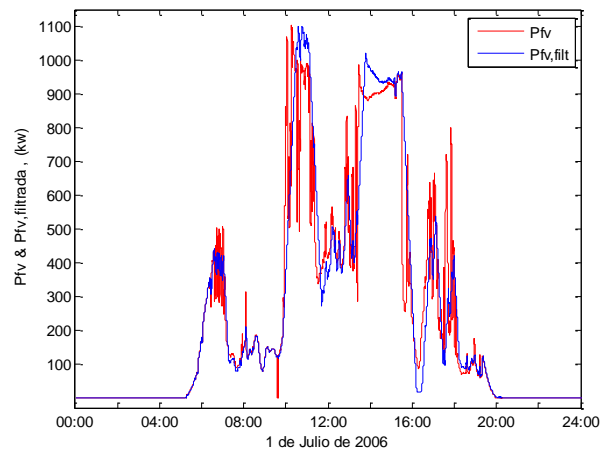
En este proyecto se utiliza el primer control, el llamado “**Ramp-rate control**”. Este control parte de un  $r_{max}$  (%/min), que se trata de la máxima ( 5.1) en % respecto su  $P_n$  que puede haber en un minuto. No obstante, es importante explicar brevemente en qué consiste el otro control.

Para el filtrado de “**Moving average**”, como su propio nombre indica se calcula una  $P_g(t)$  que es la media de la potencia  $P_{fv}$  en un intervalo de tiempo  $T$ . Esa será la potencia inyectada a la red. [5].

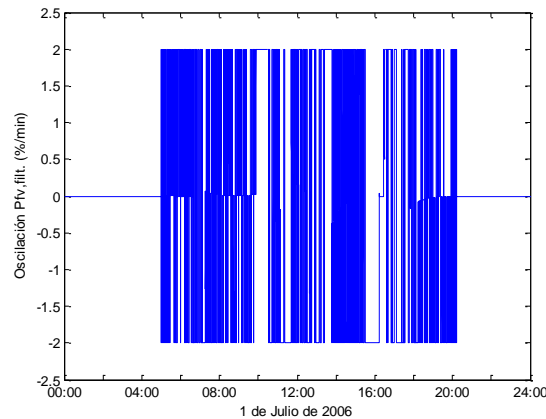
$$P_g(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t P_{fv}(t) dt \quad (5.2)$$

Así, cada valor de  $t$  se introduce la media de la generación  $P_{fv}$  durante un tiempo  $T$  desde  $t-T$  a  $t$ .

A continuación se muestra un ejemplo del filtrado de la  $P_{fv}$  **Figura 5.4** y **Figura 5.5**:



**Figura 5.4 Potencia FV y Potencia FV filtrada.** Para el filtrado se ha utilizado  $r_{max}(\%/min) = 2$ . Se trata de la variación máxima que puede tener la  $P_{fv}$  filtrada, respecto a su  $P_n$ . Es decir, en un minuto como mucho puede variar un 2% de  $P_n$  ( $= 1100kW$ ):  $22kW$ .



**Figura 5.5 Oscilación minatural en % respecto su  $P_n$  de la Potencia FV filtrada, ( $\Delta P\%/min$ )** Se trata de la oscilación que tiene la  $P_{fv,filtrada}$  para el día anterior. Se comprueba como efectivamente la oscilación máxima que ocurre en un minuto es del  $2\% = r_{max}$ .

## 5.1 Ramp-rate control

A continuación se explica el funcionamiento del “Ramp-rate control”, o que es lo mismo, filtrado de rampas. Para ello se parte del [4]. Consiste en lo siguiente:

Se establece un valor de variación máxima de potencia FV por minuto,  $r_{max}$  ( $|\Delta P\%|/\text{min}$ ), y siempre y cuando la variación de la potencia generada (Pfv) supere este valor, se inyectará el valor anterior más el máximo permisible. Se realiza este control tanto si excede en aumento o en disminución de potencia.

Por ello, dada una  $r_{max}$ , el control se activará cuando:

$$[Pg(t - \Delta t) - \Delta t \cdot r_{max}] > Pfv > [Pg(t - \Delta t) + \Delta t \cdot r_{max}] \quad (5.3)$$

Esto es equivalente a decir que se activará cuando: [4]

$$\frac{|\Delta Pfv_{\Delta t=1min}(t)|}{P_N} \cdot 100 > r_{max} \quad (5.4)$$

Para la realización de este filtrado también se utiliza el control SOC.

Hay dos tipos de estrategia en este filtrado:

- Estrategia 1: Ramp -rate control basado en operar mediante inversor.
- Estrategia 2: Ramp-rate control basado en el modelo de la planta FV.

Para este proyecto se utiliza la estrategia 2:

## 5.2 Ramp-rate control basado en el modelo de la planta FV

La principal característica de este método es que al aplicar el control de SOC, la referencia de las baterías no será fija, sino constante;  $E_{bat,ref} = E_{bat,ref}(t)$ . Así, se consigue reducir el sistema de almacenamiento hasta la mitad. [4].

Para ello es necesario utilizar el modelo de la planta. Partiendo del modelo de la planta, es posible saber en cada instante la potencia FV máxima y mínima que podría generar, y estos parámetros se comparan con la potencia FV que está generando en cada instante. [2].

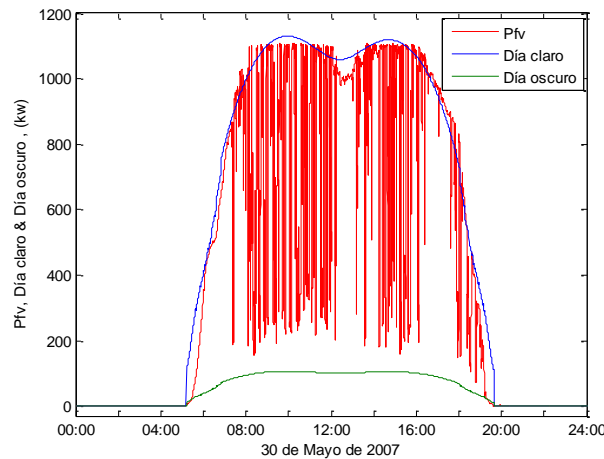
Por eso, para poder comparar la potencia FV con la máxima o mínima potencia que se puede generar para cada instante, se calcula primero la  $P_{fv,max}(t)$  y la  $P_{fv,min}(t)$ . Estas dos funciones representan el valor de la  $P_{fv}$  que se generaría en el caso en que el día fuera completamente claro, o la  $P_{fv}$  que se generaría si el día fuera completamente nublado (día oscuro).

$$P_{fv,max}(t) = P_{fv,día\_claro}(t) \quad (5.5)$$

$$P_{fv,min}(t) = P_{fv,día\_oscuro}(t) \quad (5.6)$$

Esto se utiliza para saber en cada instante, en función de la  $P_{fv}$  cuanta variación instantánea de potencia puede haber. Por ejemplo, si se encuentra en un día nublado y se quitan repentinamente las nubes, cuanta sería esa máxima  $\Delta P_{fv}$  que podría haber. Siendo ese cambio el máximo cambio posible para filtrar. O por el contrario, si se encuentra un día claro y repentinamente se cubre el cielo de nubes, cuanto sería la máxima variación de generación  $\Delta P_{fv}$  que podría haber, para poder ser capaz de filtrar esa variación.

En definitiva, lo que se busca es saber en cada instante cuál sería el peor caso de fluctuación de generación tanto si se pone de repente el día claro (todo despejado) o se pone de repente el día oscuro (totalmente nublado). Si el sistema es capaz de filtrar esas situaciones límites, será capaz de filtrar cualquier variación de la generación. [4]. En la **Figura 5.6** se observa dicho funcionamiento:



**Figura 5.6 Generación fotovoltaica, día claro y día oscuro.** Se muestra la generación FV ( $P_{fv}$ ), para el 30 de Mayo de 2007, así como la  $P_{fv,max}=P_{fv,día\_claro}$  y  $P_{fv,min}=P_{fv,día\_oscuro}$ . Las variables de día claro día oscuro han sido ofrecidas por [IPA]. Analizando en cada instante la distancia que hay desde la  $P_{fv}(t)$  hasta los límites superiores e inferiores se puede calcular cuánto energía va a necesitar la batería para filtrar, por una parte, si el cambio instantáneo de generación es hasta el día claro (límite máximo de  $\Delta P_{fv}>0$ ), o si el cambio instantáneo de generación es hasta el día oscuro (límite máximo de  $\Delta P_{fv}<0$ ). Por ello, si en la batería se dispone de esa energía suficiente, no se necesitará más energía, y el sistema se podrá optimizar completamente.

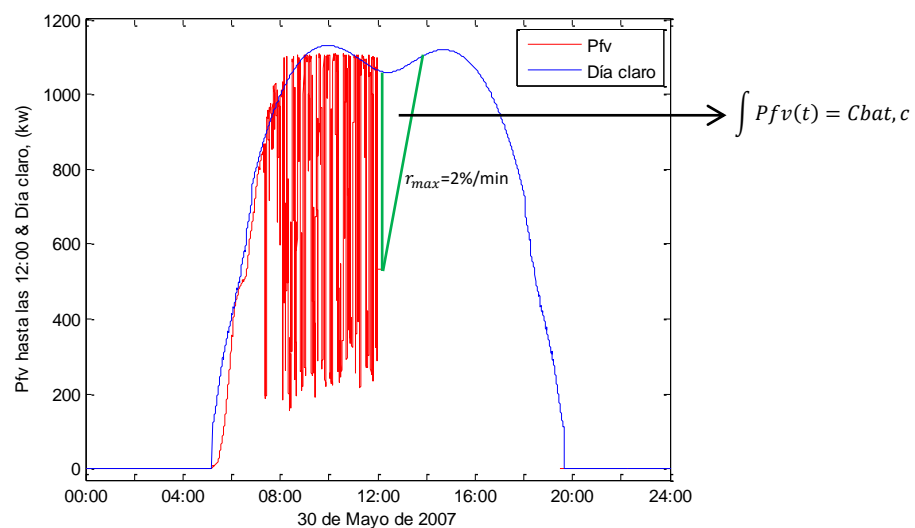


Así, lo que se hace realmente en cada instante es calcular una referencia en la energía de la batería,  $E_{bat,ref}(t)$ . Esta referencia se calcula partiendo de la posición en cada momento de la generación. Así, tal y como se observa en la **Figura 5.6**, se podrá obtener mediante unas fórmulas matemáticas que se analizarán más adelante la energía que necesita la batería tanto

para inyectar potencia como para absorber. Dependiendo de si la variación de la potencia es hacia el día claro, o hacia el día oscuro.

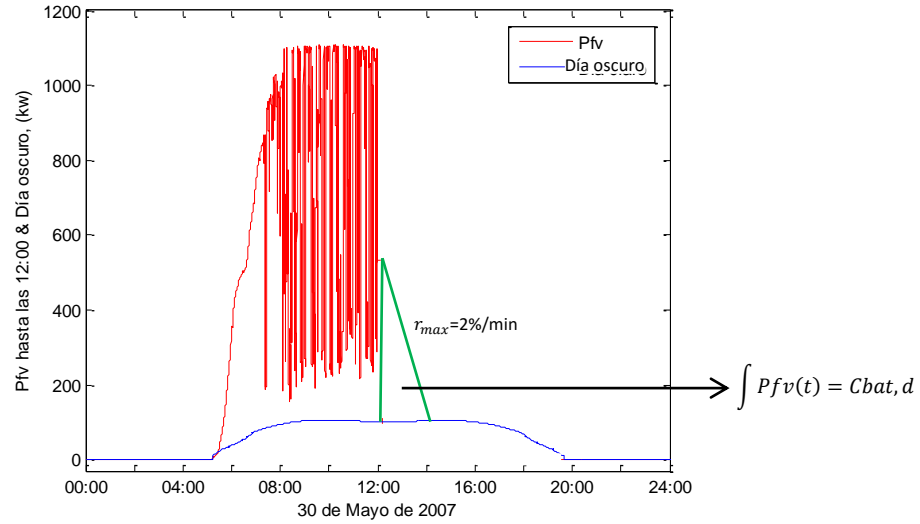
Los valores máximos de energía para poder filtrar ese cambio se denominan como  $C_{bat,c}$  y  $C_{bat,d}$ .

- **$C_{bat,c}$**  es la energía máxima que tiene que haber disponible en las baterías por si el cambio es hasta el día claro. Es decir, el cambio será  $\Delta P_{fv} > 0$  y por lo tanto para filtrar esa oscilación las baterías tienen que coger toda la generación y dar la correspondiente, de manera que aumente con la  $r_{max}$  **Figura 5.7**:



**Figura 5.7 Simulación  $C_{bat,c}$ .** Se observa como estando en el día 30 de Mayo de 2007, a las 12:00  $P_{fv} = 533 \text{ kW}$ . Al cumplirse que  $P_{fv}(t) < P_{fv,max}(t)$ , quiere decir que se encuentra alguna nube. Si de repente se quitarán las nubes, la  $P_{fv}(t)$  aumentaría hasta  $P_{fv,max}(t)$ . Como el filtrado permite que el aumento sea  $\leq r_{max}$ , el sistema de almacenamiento cogerá toda la generación y dará  $r_{max}$ . Así, se observa como todo lo que coge y no da es  $C_{bat,c}$ . En verde está el cambio máximo de  $\Delta P > 0$  que puede haber a esa hora.

- $C_{bat,d}$  es la energía que tiene que tener las baterías para poder filtrar en caso de que la generación FV cambiará hasta día oscuro. En este caso, como la generación baja, las baterías tendrán que dar la generación correspondiente para completar el descenso en forma de rampa **Figura 5.8**:



**Figura 5.8 Simulación  $C_{bat,d}$ .** Estando en la misma situación que en **Figura 5.8** en este caso  $C_{bat,d}$  será la Potencia que tendrá que ceder el sistema de almacenamiento para cumplir con  $r_{max}$ . Al ser  $\Delta P < 0$  el sistema tendrá que dar esa potencia necesaria. Esto puede ser debido a que de repente haya un aumento de la nubosidad. En verde está el cambio máximo de  $\Delta P < 0$  que puede haber a esa hora.

Si  $P_{fv}(t) > P_{fv,min}(t)$  el día es nublado, pero no está completamente nublado. Por eso, si aumentara más la nubosidad hasta la máxima nubosidad que puede haber (día oscuro), la generación FV descendería repentinamente. Por ello, el sistema tiene que tener la energía suficiente para poder hacer el rampeado, tal y como se observa en la **Figura 5.8**. Esa energía máxima que tiene que tener es  $C_{bat,d}$ .

Nótese que cuanto más cerca se encuentre de  $P_{fv,min}(t)$ , mayor será  $C_{bat,c}(t)$  y menor será  $C_{bat,d}(t)$ . Y por el contrario, cuanto más cerca se encuentre de  $P_{fv,max}(t)$ , menor será  $C_{bat,c}(t)$  y mayor será  $C_{bat,d}(t)$ . Esto es debido a que el cambio al otro extremo es mayor.

Para poder implementar el control de SOC, el sistema debe conocer en todo momento el valor de  $P_{fv}(t)$ , así como  $C_{bat,d}(t)$  y  $C_{bat,c}(t)$ . Tal y como se explica en [4] estos valores vienen dados por:

$$C_{bat,c}(t) = \frac{(P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot [P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t)] / P_n}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] \quad (5.7)$$

$$C_{bat,d}(t) = \frac{(P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot [P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t)]}{P_n} - \tau \right] \quad (5.8)$$

- $\tau$  = Constante del tiempo (s). Es una característica de la central, y expresa el tiempo que tardarían cruzar las nubes a la máxima velocidad por el lado más corto de la central. En esta central de Moura de 1.1MW  $\tau = 6.14s$  [4].
- $r_{max} = \%/min$ , en este proyecto  $r_{max} = 2\%/min$ .

Si se observan ambas fórmulas, el valor de cada una depende de la diferencia entre la curva de Día claro o Día oscuro y Pfv. (Pfv(t)-Pfv,min(t) o Pfv,max(t)-Pfv(t)). Por lo tanto, cabe pensar que durante las horas del mediodía es cuando la diferencia de Día claro y Día oscuro es mayor; y por lo tanto será cuando (ec. 5.7) o (ec. 5.8) será mayor. A continuación se hará una comprobación.

También, mediante este método viene dado el valor teórico del sistema de almacenamiento, Cbat: [4]

$$C_{bat} = \frac{0.9P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] \quad (5.9)$$

Cbat es la capacidad de almacenamiento necesario para poder cumplir en todo momento con el rampeado.

Nótese que, Pfv,min es el 10% de Pn, por lo tanto si se analiza (ec. 5.8) o (ec. 5.7) cuando se encuentra a las 12:00 hora solar (Pfv,max = Pn) :

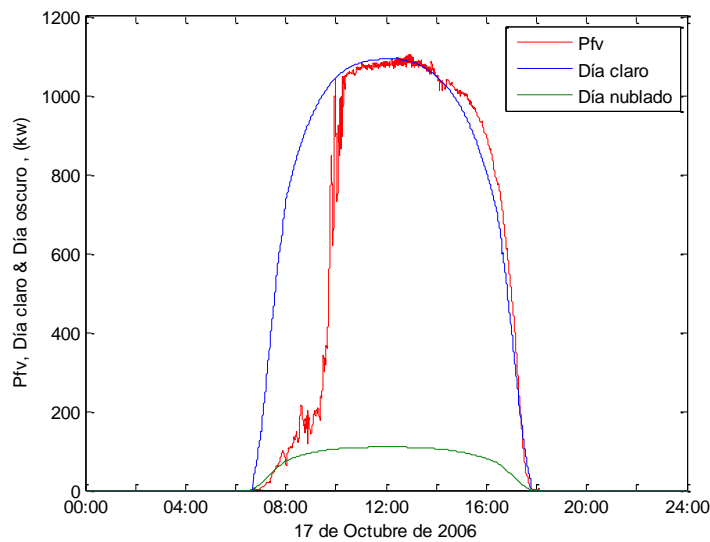
- **Día claro Pfv(t) = Pfv,max(t) ,**

$$C_{bat,d}(t) = \frac{(Pfv(t)-Pfv,min(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[Pfv(t)-Pfv,min(t)]}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{90\%P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = C_{bat}$$

$$C_{bat,c}(t) = \frac{(Pfv,max(t)-Pfv(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot [Pfv,max(t)-Pfv(t)]/P_n}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = 0$$

$$C_{bat,d}(t) + C_{bat,c}(t) = C_{bat}$$

Por lo tanto solo al medio día y con un día claro se cumplirá que se está utilizando todo el sistema de almacenamiento.



**Figura 5.9 Estado de la Pfv, día claro.** Se observa la Pfv, día claro y día nublado para el día 17 de Octubre de 2006. Se comprueba como al principio del día hay cierta nubosidad que pasadas las 8 de la mañana empieza a desaparecer, quedando el día claro. Así, Pfv(t) = Pfv,max(t).

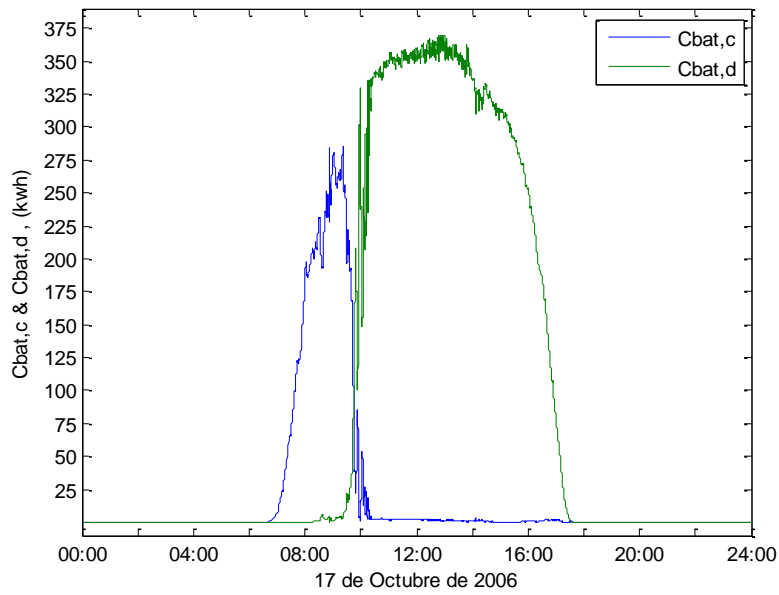


Figura 5.10  $C_{bat,c}$  y  $C_{bat,d}$  para un día claro. Se comprueba lo analizado en la teoría, como para un día claro a las 12:00  $C_{bat,c} = 0$ , y por lo tanto  $C_{bat,d} = C_{bat}$ . Esto es lógico, y es porque a esa hora al estar el día completamente claro, lo único que puede pasar es una bajada de la generación. Entonces las baterías tienen que estar completamente cargadas para poder dar la generación necesaria para cumplir con el filtrado.

- Día nublado  $P_{fv}(t) = P_{fv,min}(t) = 10\%P_{fv,max}(t)$

$$C_{bat,d}(t) = \frac{(P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t)]}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = 0$$

$$C_{bat,c}(t) = \frac{(P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t)]}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{90\%P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = C_{bat}$$

$$C_{bat,d}(t) + C_{bat,c}(t) = C_{bat}$$

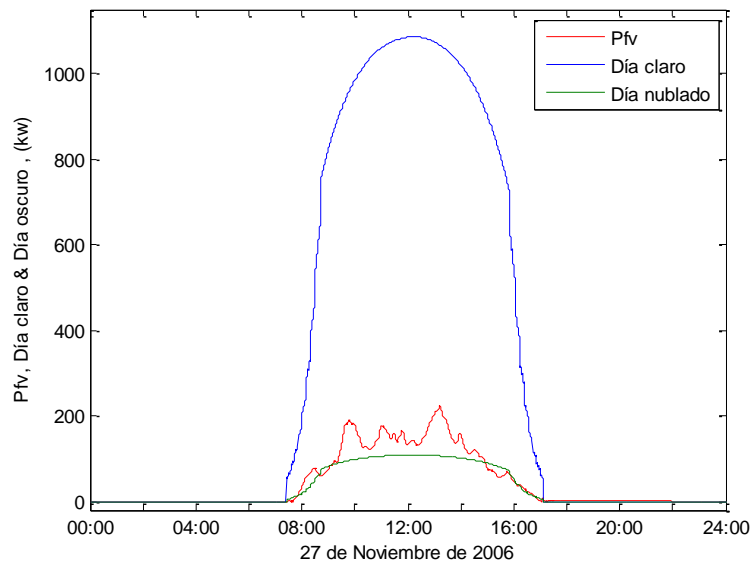
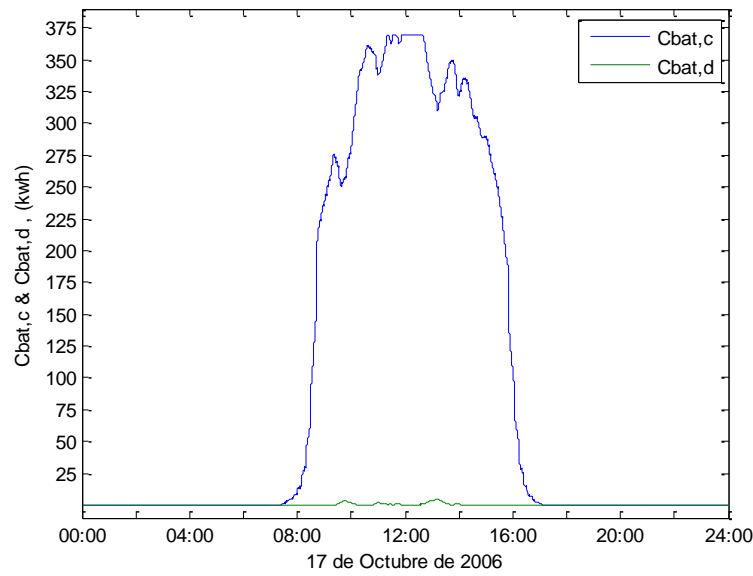


Figura 5.11 Estado de la  $P_{fv}$ , día oscuro. Se observa la  $P_{fv}$ , Día claro y Día nublado para el 27 de Noviembre de 2006. La única variación en la generación que puede haber es hacia el día claro, siendo  $P_{fv}(t) = P_{fv,min}(t)$ .



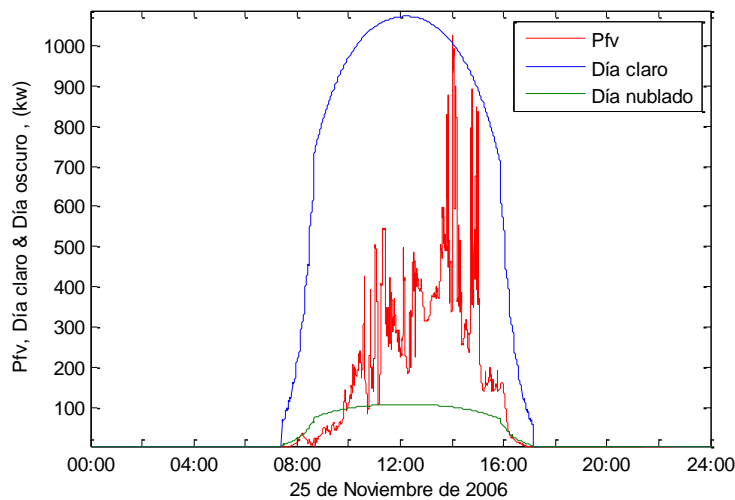
**Figura 5.12 Cbat,c y Cbat,d para un día oscuro.** Se trata del mismo día que **Figura 5.11** y por ello se ve como al ser el día oscuro la única variación de potencia puede ser hacia día claro. Es decir,  $\Delta P > 0$ . Por ello, para responder al filtrado el sistema tiene que tener almacenamiento libre para introducir la generación sobrante, siendo así  $C_{bat,c} = C_{bat}$ .

- **Día intermedio,  $P_{fv}(t) = 550\text{kW}$**

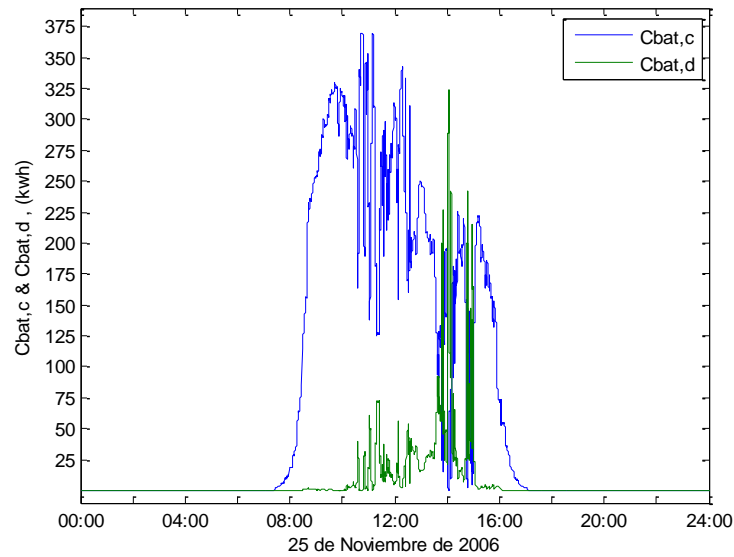
$$C_{bat,d}(t) = \frac{(P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t)]}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{(550 - 110)}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[550 - 110]}{1100}}{2 \cdot 2/60} - 6.14 \right] = 72.58\text{kWh}$$

$$C_{bat,c}(t) = \frac{(P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t)]}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{(1100 - 550)}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[1100 - 550]}{1100}}{2 \cdot 2/60} - 6.14 \right] = 113.64\text{kWh}$$

$$C_{bat,d}(t) + C_{bat,c}(t) < C_{bat}$$

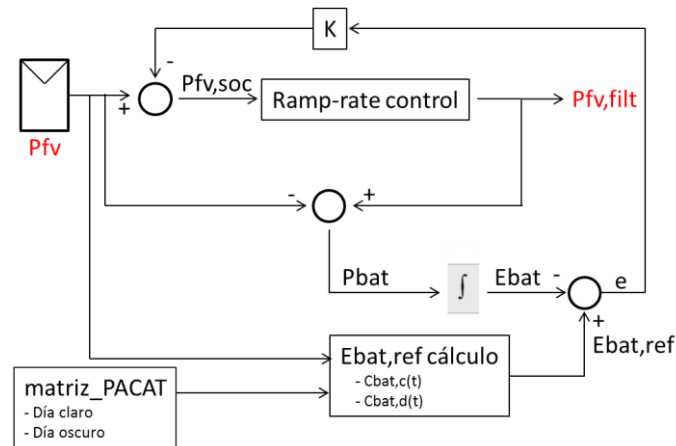


**Figura 5.13 Estado Pfv, día medio.** Se observa el estado de la Pfv respecto al día claro y al día oscuro, para el 25 de Noviembre de 2006.

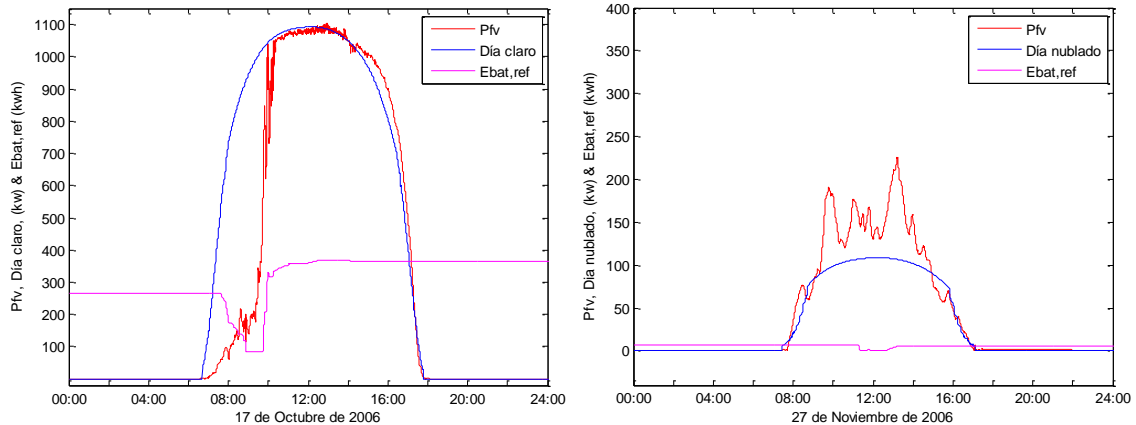


**Figura 5.14 (ec. 5.7) y (ec. 5.8) para un día intermedio.** Se observa como si el día no es o nublado o claro, ni una ni otra van a llegar a ser  $C_{bat}$ . Además, cerca del mediodía, sobre las 12:00 si no está la  $P_{fv}$  cerca de una de las curvas no va a llegar a ser  $C_{bat}$ . Es decir, si la  $P_{fv} = 550\text{kw}$ , entre medio,  $C_{bat,c} + C_{bat,d} < C_{bat}$ .

Para realizar este tipo de filtrado basado en el modelo de la planta se realiza el siguiente control de SOC:



**Figura 5.15 Esquema control de SOC** Lazo de control para realizar el filtrado por rampas basado en el modelo de la planta. "matriz\_PACAT" es una variable de entrada ofrecida por [IPA], y la cual lleva implementada los valores de día claro y día oscuro.



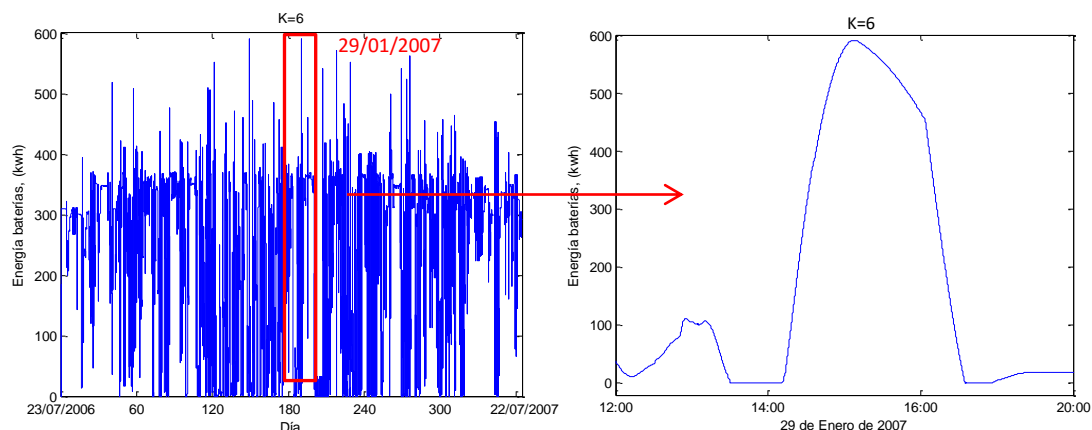
**Figura 5.16 a) y b) Control de rampas basado en el modelo de la planta, Ebat,ref.** En esta figura se observa cómo opera el control. Cuando el día es completamente claro (Figura a) Ebat,ref = Ebat,max. La referencia marca que la batería esté llena, porque el único cambio que puede pasar es para pérdida de generación, necesitando disponer de almacenamiento para filtrar. Por el contrario si el día es nublado (Figura b), la referencia marcará a que la batería se descargue, para poder almacenar la generación en caso de que esta varíe, y poder realizar el filtrado.

- ¿Valor de K?

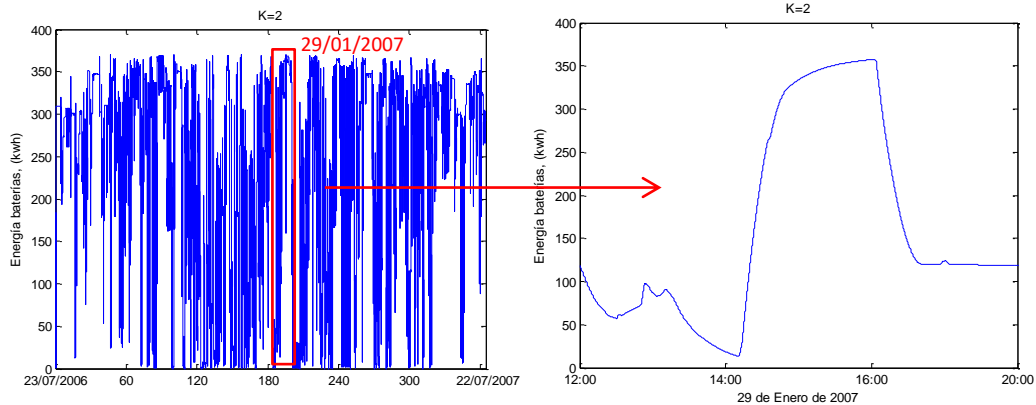
En este caso el valor de la K del lazo de control va a estar muy relacionada con la Cbat.

Esto se debe a que si se pone una K excesivamente elevada, la Pfv,soc se alejará bastante de la Pfv. El filtrado se aplica a Pfv,soc, que es la Pfv modificada, para poder mantener las baterías estables. Por ello, si Pfv,soc es muy diferente a Pfv, si se ha modificado mucho, el filtrado también estará muy modificado respecto a Pfv. Toda la diferencia de potencia entre Pfv y Pfv,filt la aportará las baterías. Por ello, cuanto más diferencia haya entre estas dos variables, más potencia necesitarán las baterías, y por lo tanto mayor capacidad.

Así, se van a examinar dos valores de K, para comprobar qué K es mejor. Para analizarlo con más claridad, se muestra a continuación dos gráficas obtenidas con matlab, con K=6 y K=2 **Figura 5.17 a) y b) y Figura 5.18 a) y b):**

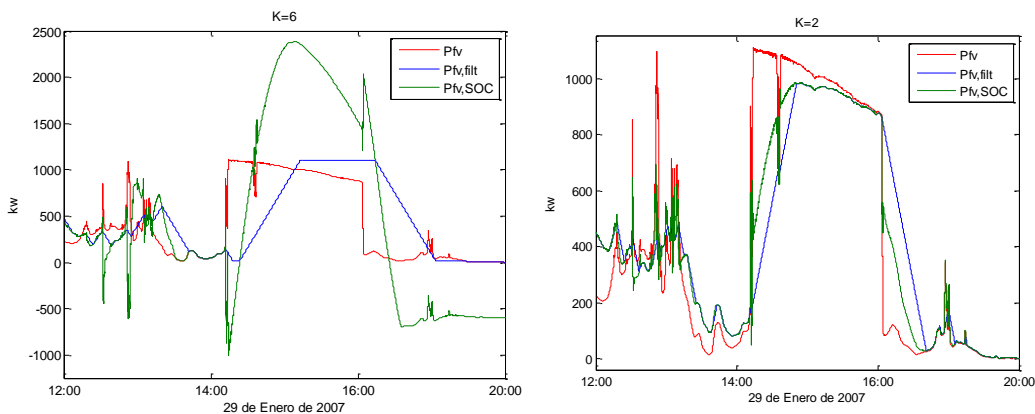


**Figura 5.17 a) y b) Sistema de almacenamiento con K=6.** Al implementar con K=6, se llega a necesitar para realizar el filtrado un sistema de almacenamiento de casi 600kwh. Esto excede por completo lo calculado teóricamente. Por ello, si se analiza con más detenimiento un día que tenga mucho pico, por ejemplo el 29 de Enero (figura b), se observa lo siguiente. En la figura b se ve como la energía pega un pico muy elevado, es decir que primero ha introducido mucha potencia y se ha cargado, y luego ha inyectado mucha potencia.



**Figura 5.18 a) y b) Sistema de almacenamiento con  $K=2$ .** Se analiza el mismo punto, y en este caso el pico máximo que se obtiene de energía en la batería es de 370kwh. En este caso sí que se demuestra lo calculado teóricamente El pico de batería de carga y descarga no es tan elevado que para el caso de  $K=6$ ..

Para entender esta explicación, se analizan las siguientes **Figura 5.19 a) y b)**:



**Figura 5.19 a) y b) Funcionamiento control SOC  $K=6$  y  $K=2$ .** En estas dos figuras se explica qué es lo que pasa exactamente. El sistema, como se ha comentado anteriormente, opera mediante  $P_{fv,SOC}$ . Si  $K$  es elevada,  $P_{fv,soc}$  se modificará bastante de  $P_{fv}$ . Al aplicar el filtrado a  $P_{fv,soc}$ , hará su rampeado. Pero como a la batería le llega  $P_{fv,filt} - P_{fv}$ , esta diferencia es muy elevada porque el filtrado se ha hecho desfasado. Al ser esta diferencia muy grande, por una parte la energía que recibe la batería es muy elevada ( $E_{bat,max}$  elevado), y por otra la que tiene que dar también es mucha energía. En definitiva hay que poner una  $K$  de tal forma que  $P_{fv,SOC}$  siga bien a  $P_{fv}$  y no se desvíe mucho. Y esto sucede con  $K=2$ , tal y como se ve en la figura b.

Una vez visto esto, se puede concluir diciendo que una  $K$  apropiada es  **$K=2$** .



### 5.1.1 Análisis

Una vez identificado y analizado todos los parámetros que forman parte del control del filtrado, a continuación se muestran los resultados obtenidos.

Partiendo de la planta FV de Moura y con estas características:

- $P_n = 1100\text{kW}$
- $\tau = 6.14\text{s}$
- $r_{max} = 2\%/min$

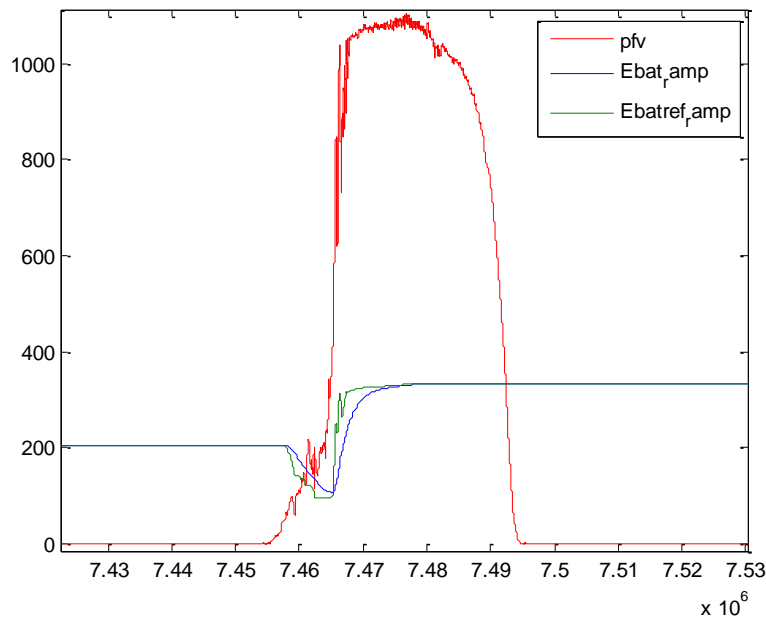
Se obtiene lo siguiente:

$$C_{bat} = \frac{0.9P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{0.9 \cdot 1100}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot \frac{2}{60}} - 6.14 \right] = 369.55\text{kWh} \quad (\text{ec. 5.9})$$

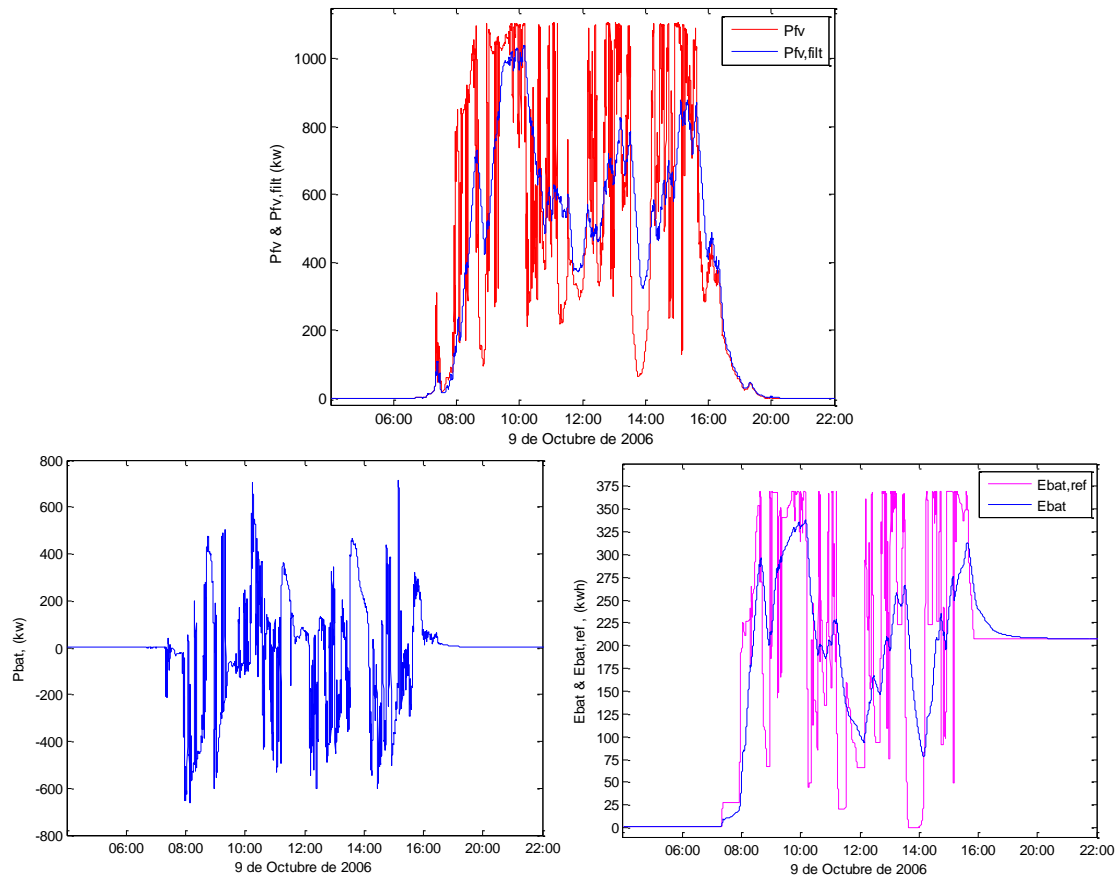
\*como las simulaciones se hacen cada segundo, y  $\tau[\text{seg}]$ , para poner todas las unidades igual  $r_{max} = 2\%/min$ , al sustituir el valor secundal hay que poner  $r_{max} \left[ \frac{\%}{seg} \right] = \frac{2 \cdot min}{60seg}$

$C_{bat}$  es la capacidad total de la batería para cumplir con el filtrado mediante rampas en todos los casos. Por lo tanto, para el filtrado ramp-rate control se obtiene unas baterías con una capacidad total de **369.55kWh**.

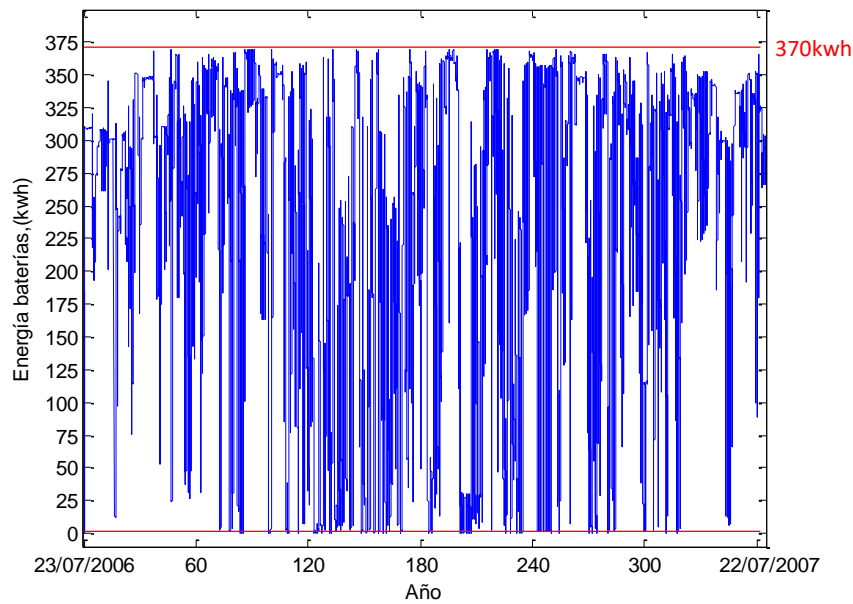
A continuación se va a comprobar cómo funciona el control, para justificar los valores obtenidos **Figura 5.20, Figura 5.21 a) b) y c) y Figura 5.22:**



**Figura 5.20**Funcionamiento Ebat,ref y Ebat para un día claro. Se observa como al acabar el día las baterías quedan cargadas. Esto se debe a que como en el mediodía  $C_{bat,d} = C_{bat}$  porque el día es claro, luego como  $C_{bat,c}=0$  sigue siendo 0 porque  $P_{fv}=P_{fv,max}$ , entonces la Ebat,ref no varía, no realiza ningún cambio, y **acaba el día cargada**.



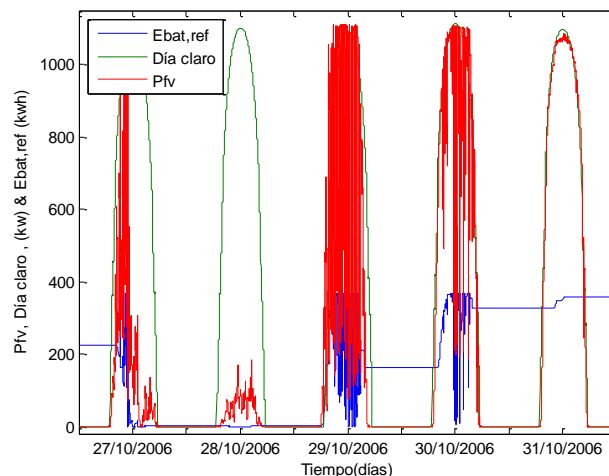
**Figura 5.21 a) b) y c).  $P_{fv}$  y  $P_{fv, filt}$ ,  $P_{bat}$  y  $E_{bat, ref}$  y  $E_{bat}$ .** En estas tres figuras se observa el funcionamiento que tiene el control para un día con variación de potencia. En la figura a) se observa en azul la potencia filtrada, que sería lo que se inyecta a la red, con una  $r_{max} = 2\%/min$ . Y en la figura b) la Potencia que se inyecta a las baterías (convenio negativa) o se inyecta a la red (convenio positivo). Cuando  $P_{fv} > P_{fv, filt}$ , la potencia restante va a las baterías ( $P_{bat} < 0$ ), y por el contrario cuando  $P_{fv} < P_{fv, filt}$ , la potencia restante se ha inyectado de las baterías ( $P_{bat} > 0$ ). Así, en la figura c) se puede observar la energía de las baterías, así como la variación de la referencia en función de la generación.



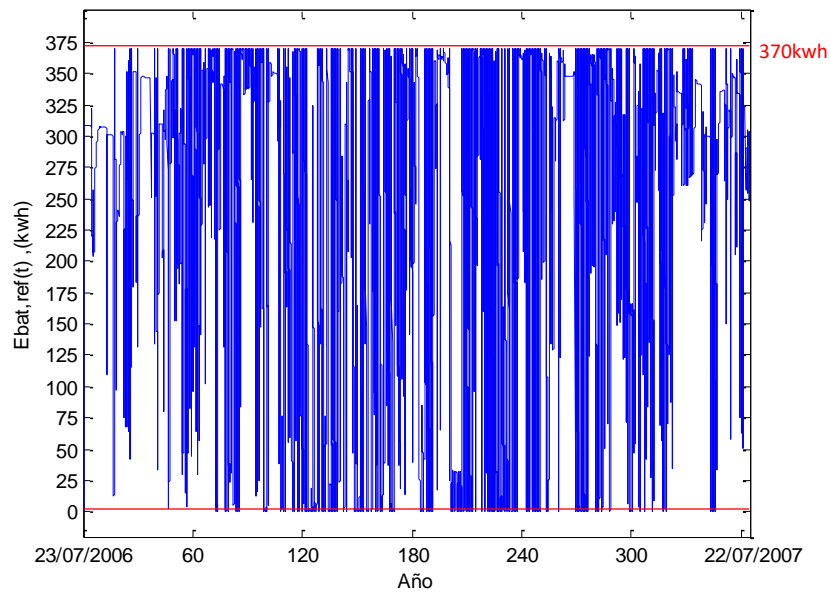
**Figura 5.22 Sistema de almacenamiento para el filtrado por rampa “ramp-control”.** Se observa, a lo largo de un año el sistema de almacenamiento. Se comprueba como  $E_{bat,max} = 370kwh$ , y  $E_{bat,min} = 0kwh$ . Por ello,  $C_{bat} = 370kwh$ .

### 5.3 Conclusión

El hecho de usar el “Ramp-control” basado en el modelo de la planta, y calcular  $C_{bat,c}(t)$  y  $C_{bat,d}(t)$ , permite calcular una  $E_{bat,ref}(t)$ . Es decir, una referencia en el control de SOC variable en el tiempo. Así pues, se consigue que la capacidad del sistema de almacenamiento en comparación con los demás filtrados con SOC que no tienen  $E_{bat,ref}(t)$  se reduzca hasta la mitad. [4].



**Figura 5.23 Variación  $E_{bat,ref}$  en función del tiempo.** En esta figura se analizan 5 días para observar lo dicho en la conclusión, cómo varía la referencia de las baterías en función del tiempo, y a la vez en función de la Pfv.



**Figura 5.24 Referencia de las baterías.** En esta gráfica se muestra la Ebat,ref a lo largo del año, como varía desde 0kwh (cuando el día es completamente nublado) hasta los 370kwh, cuando el día es completamente claro.

## 6 FILTRADO Y REGULACIÓN PRIMARIA, ALMACENAMIENTO DE TRES BANDAS

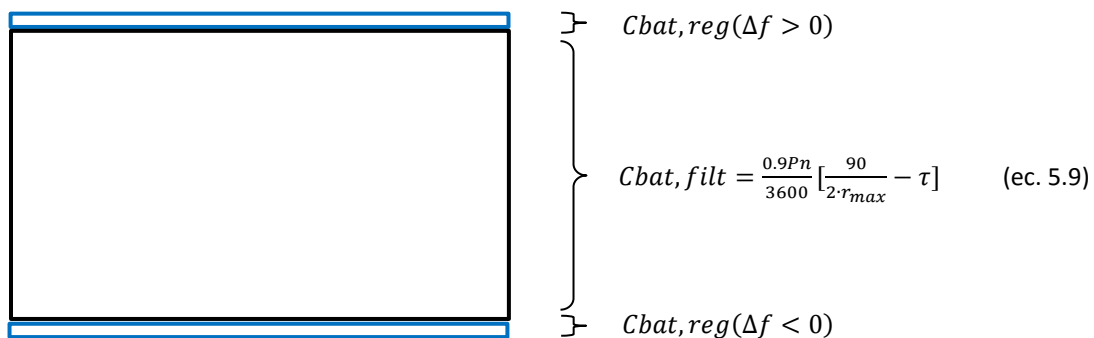
El filtrado y la regulación primaria son, por objeto, los dos puntos a analizar de este proyecto. Y una vez estudiado y optimizado el sistema de almacenamiento requerido para cada punto por separado toca realizar la unificación de ambos.

Para ello, se va a realizar tanto para la regulación primaria de la normativa P.O.12.2., como para la normativa “Perspectiva Futuro”, por si fuera necesario realizarlo en el futuro.

### 6.1 Filtrado y regulación primaria

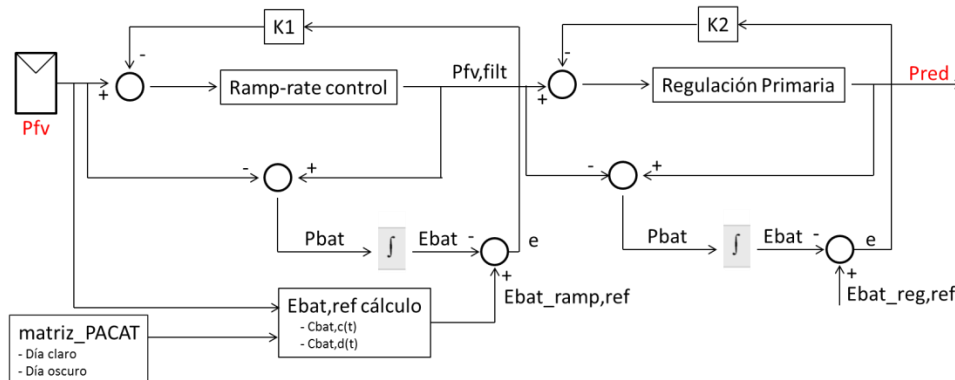
A continuación se va a calcular el sistema de almacenamiento completo. Es decir, el sistema de almacenamiento correspondiente a la regulación primaria y el correspondiente al filtrado “ramp-rate control”.

Tal y como se ha calculado en los dos capítulos anteriores (Cap. 4 y Cap. 5), si se unifica los dos sistemas se obtiene el siguiente sistema de tres bandas de energía:



**Figura 6.1 Sistema completo con las tres bandas de energía.** La banda superior es para responder a la regulación primaria, en caso de que  $\Delta f > 0$ , la banda del medio es para realizar el filtrado, y la banda inferior para responder a la regulación primaria en caso de que  $\Delta f < 0$ . Por lo tanto, la banda superior es la energía que tiene que haber disponible para dejar de inyectar en la red en caso de  $\Delta f > 0$ , mientras que la banda inferior se trata de energía que tienen que haber disponible en las baterías por si  $\Delta f < 0$  para inyectar a la red.

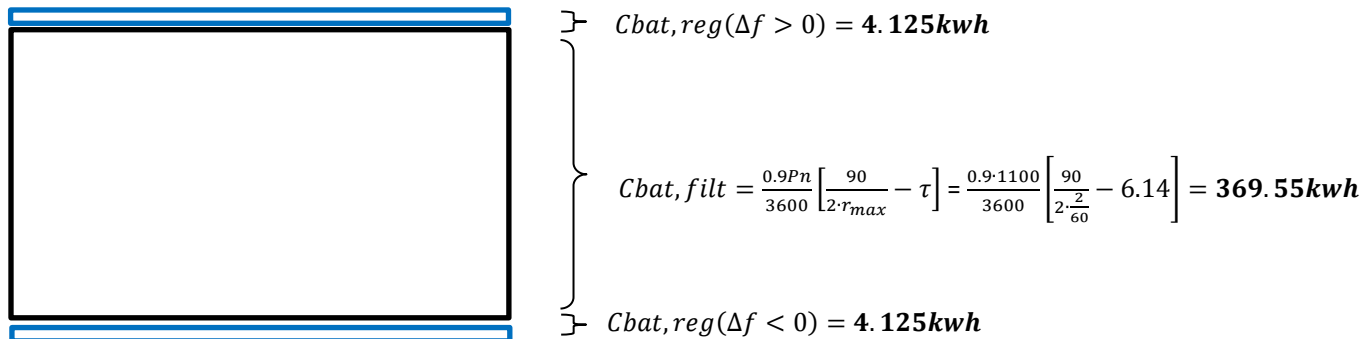
El lazo de control conjunto es el siguiente:



**Figura 6.2 Lazo de control de los dos sistemas.** Primero se filtra la generación, y una vez que se haya filtrado la generación opera el segundo lazo de control para aplicar la regulación a la generación filtrada. Nótese como cada control tiene su referencia, siendo la del primer control variable con el tiempo tal y como se ha visto anteriormente, y siendo la segunda fija a la mitad de la energía necesaria para la regulación.  $K1=K2=2$ .

Analizando esto para las dos normativas diferentes de la regulación primaria se obtiene lo siguiente:

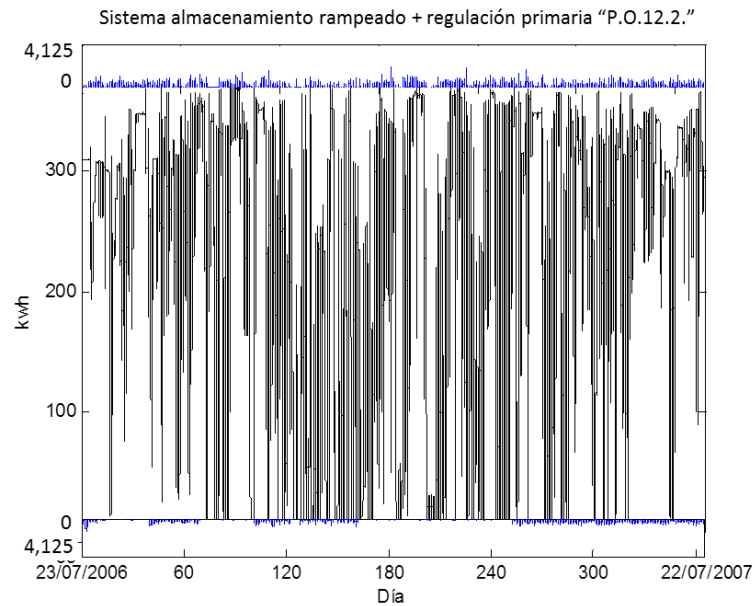
a) Normativa P.O.12.2.



**Figura 6.3 Sistema completo de tres bandas para la normativa P.O.12.2.** Teóricamente se necesita la suma de los dos sistemas de almacenamiento: el dedicado para el filtrado y el dedicado para la regulación primaria P.O.12.2.

$$C_{bat, total} = C_{bat, reg} + C_{bat, filt} = 8.25kwh + 369.55kwh = 377.8kwh$$

Se va a realizar la implementación de las tres bandas. Para ello, se va a dividir el control del almacenamiento para hacer una aproximación a lo que sería el sistema de tres bandas.



**Figura 6.4 Sistema de tres bandas.** Implementación realizada mediante matlab.\*

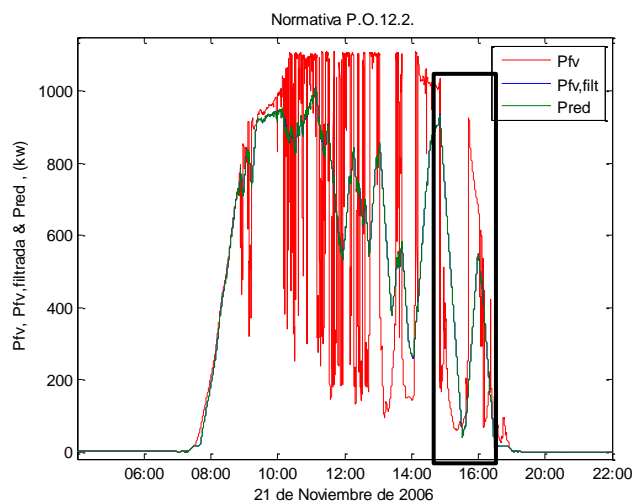
**\*Nota:** es una implementación realizada separando las tres bandas, para poder ver visualizar de manera práctica como operaría cada control. En la realidad no se utilizarán tres sistemas de almacenamiento diferentes, sino que se utilizará uno de 377.8kwh.

Se obtiene lo siguiente:

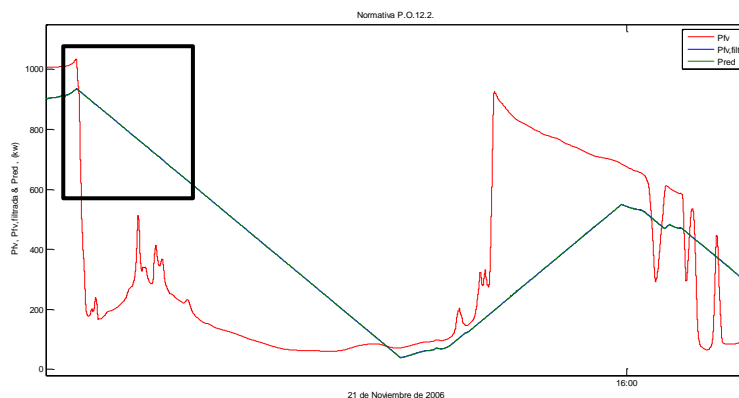
- Cbat,max filtrado = 370kwh.
- Cbat,min filtrado = 0kwh
- Cbat,max regulación = 6.14kwh
- Cbat,min regulación = 1.86kwh

$$\text{Cbat utilizado} = 369.55kwh + 6.14kwh - 1.86kwh = \mathbf{373.83kwh}$$

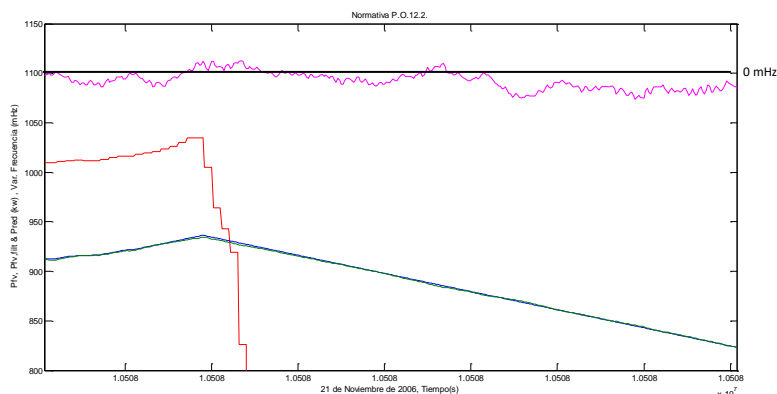
A continuación, se va a mostrar el funcionamiento completo **Figura 6.5**, **Figura 6.6**, **Figura 6.7**, **Figura 6.8** y **Figura 6.9**:



**Figura 6.5 Funcionamiento completo.** En esta figura se muestra el funcionamiento completo. Para ello se muestra la Pfv, la filtración de esta potencia (Pfv,filtr) y luego la regulación primaria aplicada a la Pfv,filtr. Se va a aplicar un zoom para observar este funcionamiento, ya que especialmente para la P.O.12.2. al ser una  $\Delta P$  tan baja, no se distingue muy bien en la figura.

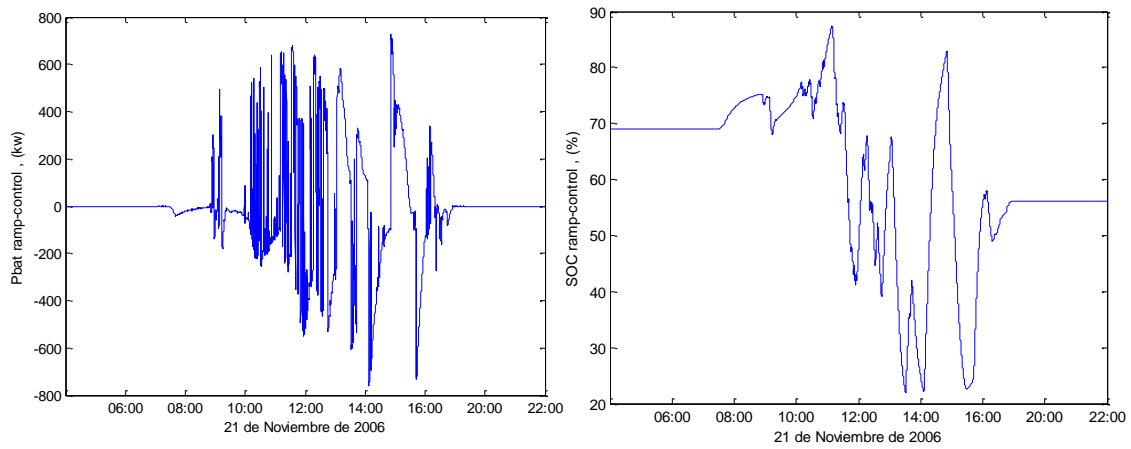


**Figura 6.6 ZOOM 1.** Se muestra la figura anterior con zoom para apreciar más el rizado de la regulación primaria. Se puede observar cómo la línea azul que es la Pfv,filtr contiene un rizado que es la regulación primaria (línea verde). Se va a aplicar un zoom más para poder apreciarlo mejor.

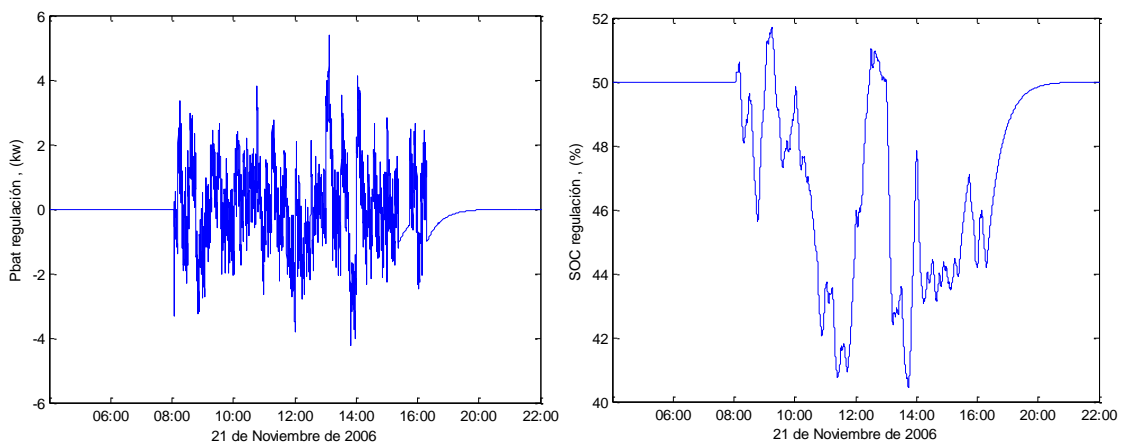


**Figura 6.7 Sistema completo, ZOOM 2.** En esta figura se puede observar el filtrado y la regulación primaria junto con la variación de la potencia (línea rosa). Ahora sí se puede apreciar el rizado de la regulación.



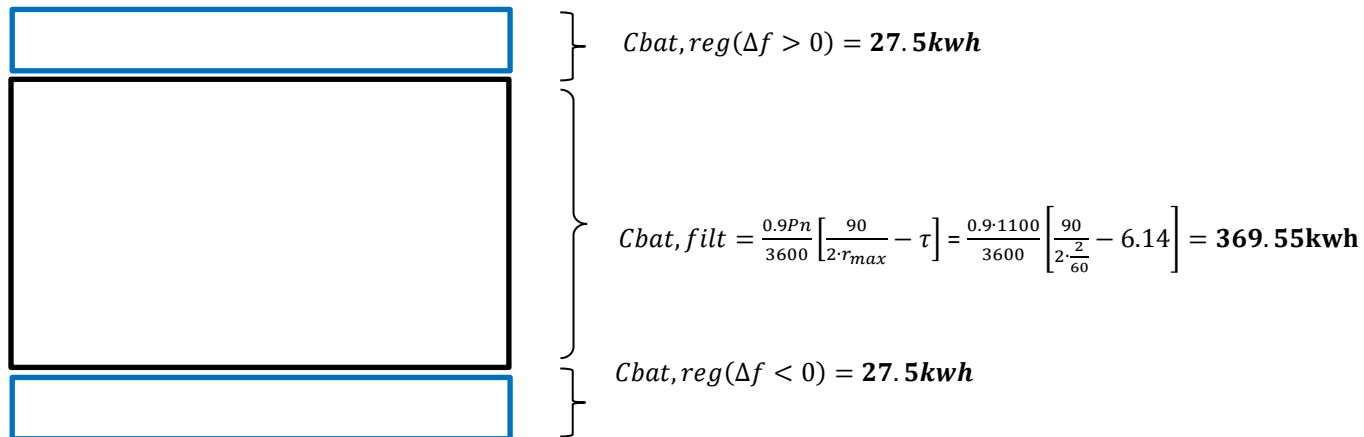


**Figura 6.8 a) y b) Operación lazo control para el filtrado.** Se muestra para el día 21 de Noviembre de **Figura 6.5** cómo actúa el sistema de almacenamiento para responder al filtrado, tanto la Pbat como la Ebat.



**Figura 6.9 a) y b) Operación lazo control para la regulación.** En estas dos figuras, sin embargo, se muestra cómo opera el lazo de control para la parte de la regulación, en el mismo día que **Figura 6.5**.

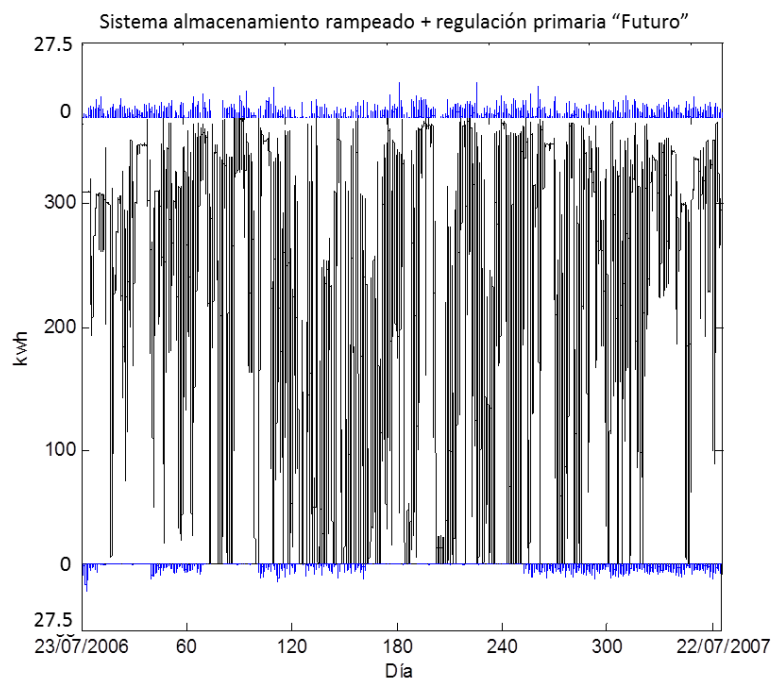
b) Normativa Perspectiva Futuro



**Figura 6.10 Sistema completo de tres bandas para la normativa "Perspectiva Futuro".**  
 Teóricamente se necesita la suma de los dos sistemas de almacenamiento: el dedicado para el filtrado y el dedicado para la regulación primaria "Perspectiva Futuro".

$$C_{bat\ total} = 27.5kwh + 369.55kwh + 27.5kwh = 424.55kwh.$$

Implementando mediante Matlab, al igual que se ha realizado con la normativa anterior:



**Figura 6.11 Sistema de tres bandas para la normativa "Perspectiva Futuro".\***

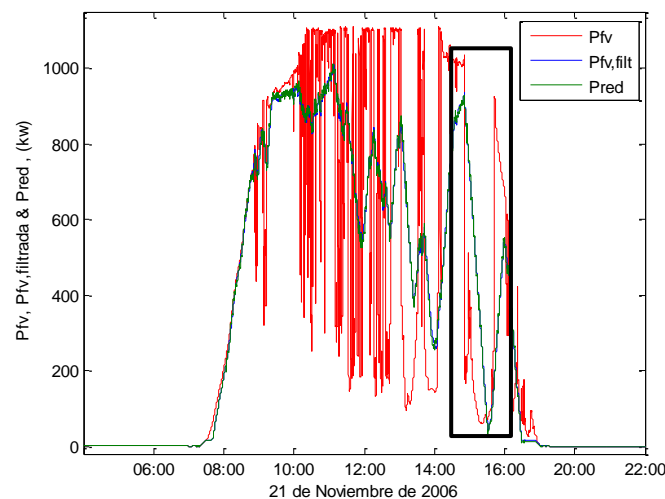
**\*Nota:** es una implementación realizada separando las tres bandas, para poder ver visualizar de manera práctica como operaría cada control. En la realidad no se utilizarán tres sistemas de almacenamiento diferentes, sino que se utilizará uno de 424.55kwh.

Se obtiene lo siguiente:

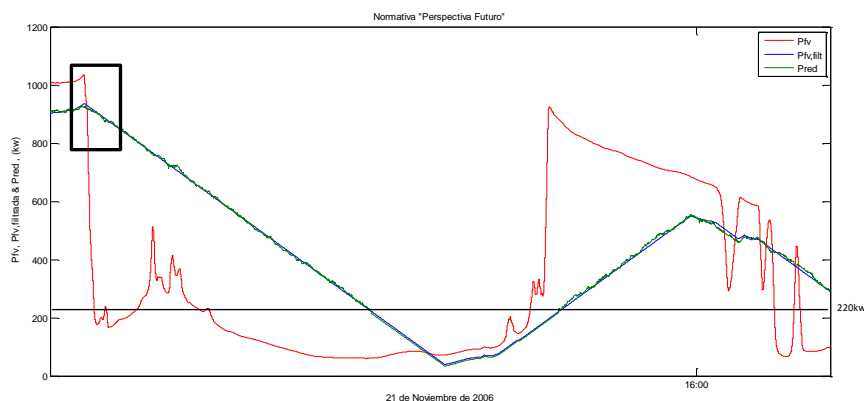
- Cbat,max filtrado = 370kwh.
- Cbat,min filtrado = 0kwh
- Cbat,max regulación = 40.92kwh
- Cbat,min regulación = 12kwh

$$\text{Cbat utilizado} = 369.55\text{kwh} + 40.92\text{kwh} - 12\text{kwh} = 398.47\text{kwh}$$

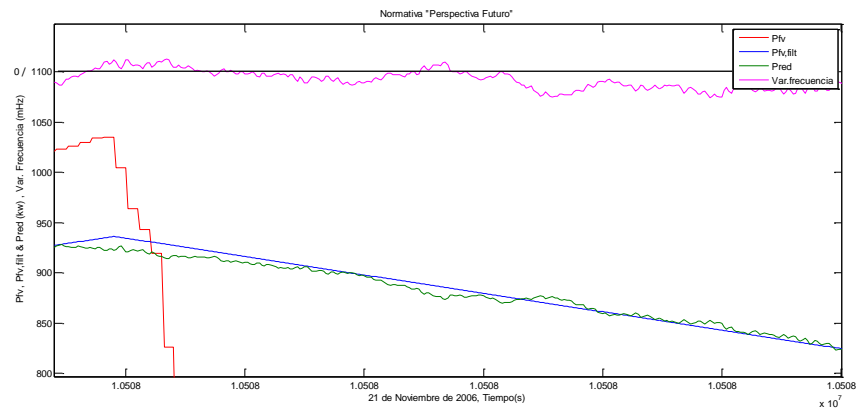
Se va a analizar el sistema completo, al igual que se ha hecho con la normativa anterior. En este caso, como para esta normativa la  $\Delta P$  es mayor que para la P.O.12.2., en teoría el rizado producido por la regulación primaria se tiene que notar más **Figura 6.12, Figura 6.13 y Figura 6.14**:



**Figura 6.12 Funcionamiento completo.** En esta figura se muestra el funcionamiento completo. Para ello se muestra la Pfv, la filtración de esta potencia (Pfv,filtr) y luego la regulación primaria aplicada a la Pfv,filtr. Se va a aplicar un zoom para observar este funcionamiento.



**Figura 6.13 ZOOM 1 Funcionamiento con normativa "Perspectiva Futuro".**



**Figura 6.14 Sistema completo, ZOOM 2.** En esta figura se puede observar el filtrado y la regulación primaria junto con la variación de la potencia.

## 7 OPTIMIZACIÓN SISTEMA ALMACENAMIENTO

A continuación se va a analizar si es posible reducir el sistema de almacenamiento de las tres bandas.

El sistema de almacenamiento eléctrico (SAE) se podría decir que es a día de hoy el rompecabezas de la gente que está investigando en torno a este tema, puesto que a día de hoy no se ha sacado ningún SAE completamente competitivo. Esto conlleva a que los sistemas de almacenamiento sean excesivamente caros.

Por esa razón, se va a intentar reducir aún más el sistema de almacenamiento del conjunto total. Para hacerse una idea, si se consiguiera reducir 1kwh, quizá de la capacidad total no es mucha cantidad, pero reduciendo 1kwh se obtiene un ahorro económico aproximadamente de 350€, pudiendo ser la diferencia para que fuera el proyecto competitivo en el mercado.

Se obtienen 3 bandas diferentes (**Figura 6.3** y **Figura 6.10**):

La **banda del medio**, correspondiente al filtrado por rampas. Esta banda está totalmente optimizada por el artículo [4], reduciendo hasta la mitad la capacidad al cambiar la referencia de la energía en las baterías con el método propuesto. Por lo tanto, se va a intentar reducir o la **banda superior** correspondiente a los desvíos de frecuencia  $>0$ , o la **banda inferior** correspondiente a los desvíos de frecuencia  $>0$ .

Para ello, es importante tener en cuenta dos cosas:

- Por una parte, solo cerca de las horas del mediodía se puede llegar a utilizar todo el almacenamiento (si el día es día claro, o día oscuro). Y por lo tanto, estas horas son las que hay que analizar, puesto que fuera de estas horas hay parte de la batería que no se va a utilizar.
- Por otro lado, hay que hacer una valoración económica, ya que siempre cabe la posibilidad de limitar el inversor generando menos potencia que la disponible.

### 7.1 Reducción banda inferior

En primer lugar, se va a analizar si es posible realizar la reducción de la banda inferior. La banda inferior, correspondiente a la regulación primaria cuando  $\Delta f < 0$ , se trata de energía que tiene que haber disponible en la batería para cederla en caso necesario ( $\Delta P > 0$ ). Por lo tanto, habrá que analizar  $C_{bat,d(t)}$  para ver si  $C_{bat,d(t)} > C_{bat,reg}$ .

Si se analiza (ec. 5.8), se trata de la energía que tiene que disponer la batería para dar, en caso de que la generación bajara. Por lo tanto,  $C_{bat,d}(t)$  será menor cuando  $P_{fv}(t) \Rightarrow P_{fv,min}(t)$ . Entonces, para analizar el caso peor habrá que ver esos casos.

- ¿Cuándo será  $C_{bat,d}(t)$  mínimo?

Cuando  $(P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t)) = 0$ .

Es decir, siempre y cuando se esté generando cerca del día oscuro  $C_{bat,d}(t) = 0$ . Pero también hay que tener en cuenta si se está usando toda la  $C_{bat}$ , que se cumpla que  $C_{bat,d}(t) = 0$  y  $C_{bat,c}(t) = C_{bat}$ , porque entonces en ese caso se estaría utilizando toda la batería posible. De lo contrario, habrá almacenamiento que no se esté utilizando.

- ¿Cuándo será  $C_{bat,c}(t) = C_{bat}$ ?

Se cumplirá que  $C_{bat,c} = C_{bat}$ , (ec. 5.7) = (ec. 5.9), cuando mayor sea la diferencia entre  $P_{fv,max}(t)$  y  $P_{fv}(t)$ , y esta diferencia será máxima cuando  $P_{fv,max}(t) = P_n$  y  $P_{fv}(t) = P_{fv,min} = 10\%P_n$ . En ese caso:

- $P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t) = 90\%P_n$
- $100 \cdot \frac{[P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t)]}{P_n} = 90$

Entonces en (ec. 5.7) se cumple que:

$$C_{bat,c}(t) = \frac{(P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{[P_{fv,max}(t) - P_{fv}(t)]}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{90\%P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = C_{bat}$$

Por lo tanto, en el caso que se esté cerca del mediodía (cuando  $P_{fv,max} = P_n$ ) y sea el día muy nublado ( $P_{fv}(t) = P_{fv,min}(t)$ ), en ese caso se necesitará disponer de todo el almacenamiento libre para realizar el filtrado si fuera necesario. Este filtrado será por si en un instante se quitan todas las nubes, entonces para responder a ese filtrado se necesitará tener el sistema de almacenamiento libre para introducir la  $P_{fv}$  que no se inyecte a la red.

### 7.1.1 Conclusión

Tal y como se ha analizado, se necesitará disponer de todo el almacenamiento libre para realizar el filtrado en el caso que se cumplan las dos condiciones:

- Horas cerca del mediodía, donde  $P_{fv,max} = P_n$
- Sea día nublado,  $P_{fv} = P_{fv,min}$

Y, ¿esto puede suceder con facilidad?

A nada que el día sea nublado, a las 12:00 no se va a poder disponer de capacidad para responder a la banda inferior de la regulación primaria. O incluso si el día no es nublado, aparece una nube de manera que baje la generación hasta  $P_{fv,min}$ , entonces en ese caso tampoco se va a poder responder a la regulación primaria para la banda inferior (si  $\Delta f > 0$ ).

Por lo tanto, se puede concluir diciendo que **no** se puede reducir la banda inferior correspondiente a la regulación primaria, ya que cualquier día se puede necesitar todo el almacenamiento para responder al filtrado.

## 7.2 Reducción banda superior

La banda superior corresponde a la regulación primaria para el caso en que  $\Delta f > 0$ .

En este caso se debe disponer de capacidad libre para introducir en las baterías el exceso de generación ( $\Delta P < 0$  entrante a las baterías). Por ello, para analizar si se puede introducir esta banda dentro de la banda dedicada al filtrado, habrá que estudiar la capacidad libre de la batería. Es decir, (ec. 5.7).

$C_{bat,c}(t)$  determina la capacidad libre de la batería, para introducir generación en la batería y cumplir con el filtrado. Como se está analizando si es posible o no, hay que estudiar el peor caso:

- ¿Cuándo será  $C_{bat,c}(t)$  mínimo, y por lo tanto no se podrá responder cuando  $\Delta f > 0$ ?

$C_{bat,c}(t) = 0$  (ec. 5.7) cuando  $P_{fv}(t) = P_{fv,max}(t)$ . Es decir, cuando el día sea claro  $C_{bat,c}(t) = 0$ .

Pero ahora, al igual que se ha hecho antes, hay que ver para que condiciones  $C_{bat,c}(t) = 0$  y además se cumple que  $C_{bat,d}(t) = C_{bat}$ , porque entonces en ese caso sí que se necesitará toda la batería para responder al filtrado. Recordar que en este caso al estar en un día claro, el cambio que puede haber es a día oscuro, es decir que instantáneamente baje la generación. Por lo tanto el sistema tiene que inyectar la generación disponible para responder al filtrado, que se trata de (ec. 5.8).

Y  $C_{bat,d}(t) = C_{bat}$  cuando:

- $P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t) = 90\%P_n$
- $100 \cdot \frac{[P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t)]}{P_n} = 90$

Entonces en (5.8) se cumple que:

$$C_{bat,d}(t) = \frac{(P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t))}{3600} \left[ \frac{100 \cdot \frac{P_{fv}(t) - P_{fv,min}(t)}{P_n}}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{90\% P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = C_{bat}$$

Por ello en ese caso se estará necesitando todo el almacenamiento disponible, y no se dispondrá de capacidad libre para introducir los excesos de generación marcados por la banda superior dedicada a la regulación primaria.

### 7.1.2 Conclusión

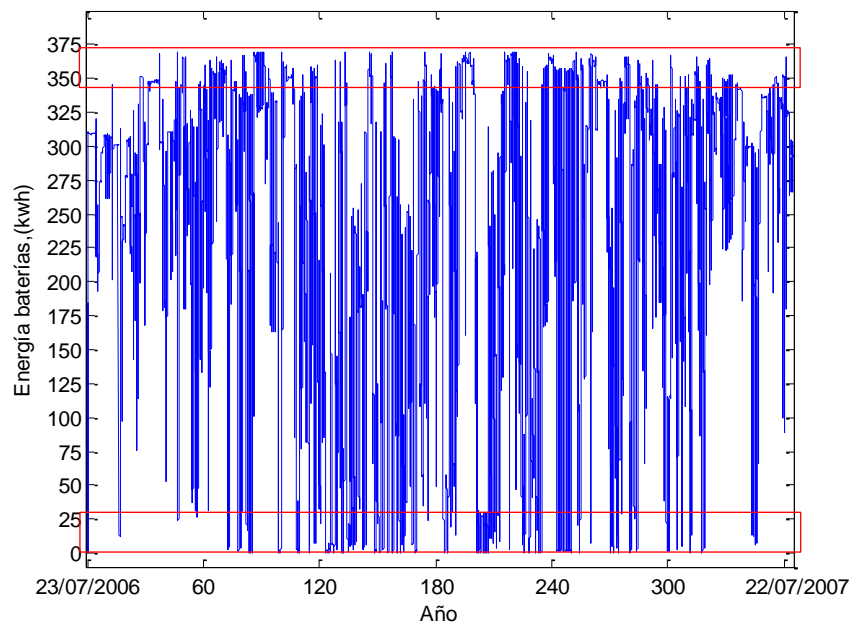
Tal y como se observa, se necesitará tener la batería cargada al 100% para responder al filtrado en caso en el que se cumplan las dos condiciones:

- Horas cerca del mediodía, donde  $P_{fv,max} = P_n$ .
- El día sea totalmente claro y  $P_{fv} = P_{fv,max}$ .

Como en el caso anterior, ¿Cuándo sucede esto?

Ahora es más difícil que se cumplan estas dos condiciones, porque el día tiene que ser completamente claro, y la mayoría de las veces es soleado pero hay cierta bruma de manera que hace que  $P_{fv} < P_{fv,max}$ .

Si se observa el comportamiento del almacenamiento a lo largo del año **Figura 7.1**:



**Figura 7.1 Comportamiento almacenamiento anual.** Se observa el sistema de almacenamiento dedicado al control por rampas. Se observa como si se analizan las dos bandas, en la de abajo hay más energía que la de arriba, y eso es porque está la batería más tiempo cerca del límite inferior que del superior.



Se ve como al límite superior llega pocas veces. La batería llega a descargarse más veces que a cargarse. Esto es porque es más fácil que de ser o todo el día claro o todo el día oscuro, sea todo el día oscuro. Recordar que estas son las dos únicas condiciones en las que se necesitará todo el almacenamiento.

Por ello, y posteriormente se realizará el estudio económico para ver si realmente es rentable, existe una posibilidad de eliminar la banda superior, y es la siguiente:

La solución parte por **limitar el inversor** en caso en que la batería esté cargada. Cuando la batería se encuentre cargada, en el caso en que la variación de la frecuencia sea positiva, y tal y como marca la regulación primaria se tenga que reducir la generación, habrá que hacerlo limitando el inversor; en lugar de dejar el inversor en el punto de máxima potencia e introducir el exceso de generación en las baterías. Así, solo en este caso,  $\Delta P < 0$  para la regulación primaria se conseguirá actuando sobre el inversor y manteniendo la batería tal y como está (cargada).

En ese caso, bastaría con actuar sobre la curva del MPPT, moverla lo que determine la regulación primaria para reducir de la generación la cantidad de  $\Delta P$  necesaria.

En definitiva la red no va a recibir ninguna perturbación, porque en ese caso lo que va a ver es como efectivamente se ha respondido con la regulación, ya que o limitando el inversor o introduciendo el exceso de generación en las baterías, de las dos formas se está reduciendo la potencia inyectada a la red.

La parte negativa de esta solución es que se está perdiendo generación. Y por ello hay que hacer un balance económico para ver si realmente sale rentable esta medida adoptada. Esto se realizará en el último capítulo, una vez programado cómo funcionaría el sistema con esta solución y calculando la potencia total que se limita a lo largo del año.


## 8 RESULTADO FINAL: ALMACENAMIENTO DE DOS BANDAS

Tal y como se ha visto, ha sido posible la reducción de la banda superior, a consecuencia de actuar sobre el inversor en caso de que la batería esté completamente cargada. Para ver si este resultado final es válido, habrá que analizar el último apartado de "Presupuesto". En el caso en que se obtenga más mejora que pérdidas reduciendo la banda superior, se podrá decir que la optimización es válida.

Cada control de SOC operará por separado, solo que la energía correspondiente a la banda superior ahora se introducirá en la banda del medio, aumentando esta energía. Así, la  $E_{bat,filt}$  media aumentará respecto al sistema de tres bandas, debido a la introducción de la banda superior.

Así pues, este es el resultado final:

### 8.1 Filtrado por rampas + regulación primaria normativa P.O.12.2



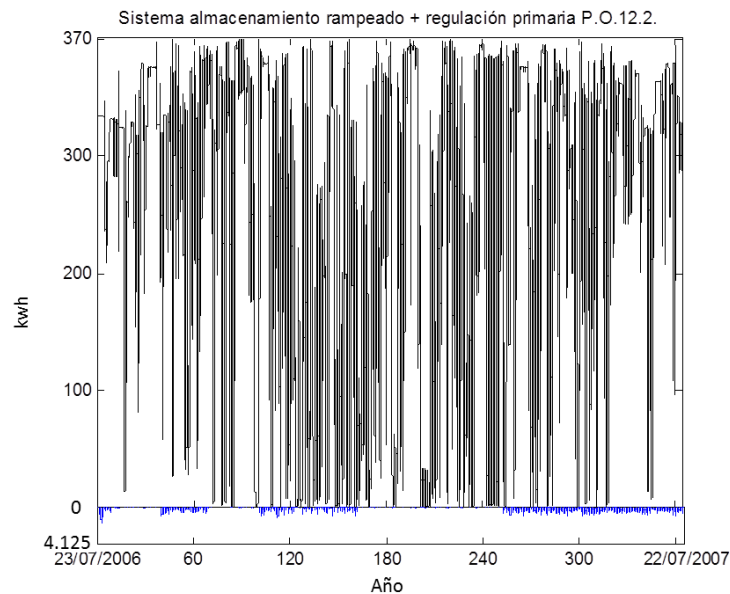
$$C_{bat, filt} = \frac{0.9P_n}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot r_{max}} - \tau \right] = \frac{0.9 \cdot 1100}{3600} \left[ \frac{90}{2 \cdot \frac{2}{60}} - 6.14 \right] = 369.55 \text{ kWh}$$

$$C_{bat, reg}(\Delta f < 0) = 4.125 \text{ kWh}$$

**Figura 8.1 Sistema completo de dos bandas para la normativa P.O.12.2.** Se trata del sistema definitivo, una vez reducida la banda superior.

$$C_{bat \text{ total}} = 369.55 \text{ kWh} + 4.125 \text{ kWh} = \mathbf{373.67 \text{ kWh}}$$

A continuación se hace una implementación mediante matlab:



**Figura 8.2 Implementación mediante Matlab del sistema definitivo de dos bandas para la P.O.12.2.\***

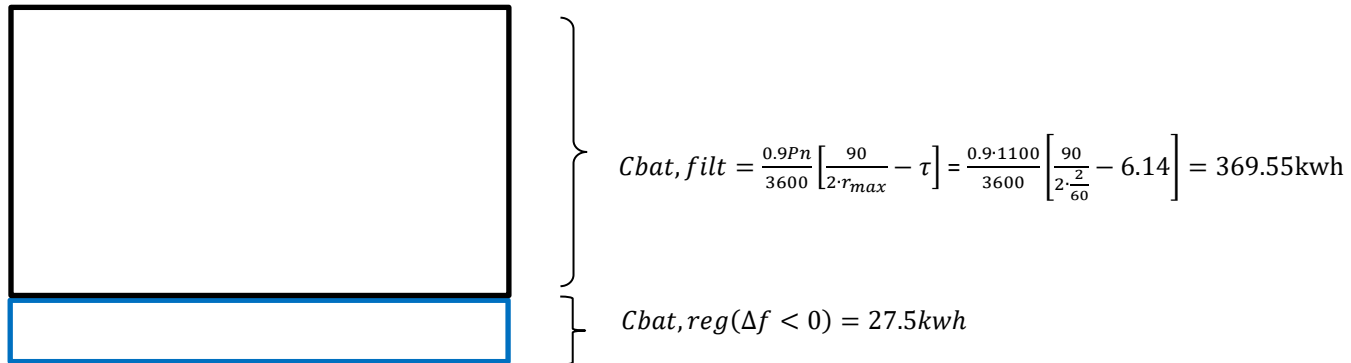
**\*Nota:** No se trata de dos sistemas de almacenamiento, sino que es uno. Se implementa la **Figura 8.2** para visualizar el funcionamiento.

Mediante matlab se han obtenido los siguientes valores:

- $E_{bat, filt} (kwh) > 369.55 \text{ kwh al año} = 0.00044kwh$
- Tiempo (s) limitando la generación = 22 segundos.

En definitiva, reduciendo la banda superior, e inyectando los kwh correspondientes de la banda superior a la banda del medio han causado que solo durante 22 segundos al año se necesite limitar el inversor, ocasionando una pérdida de 0.00044kwh.

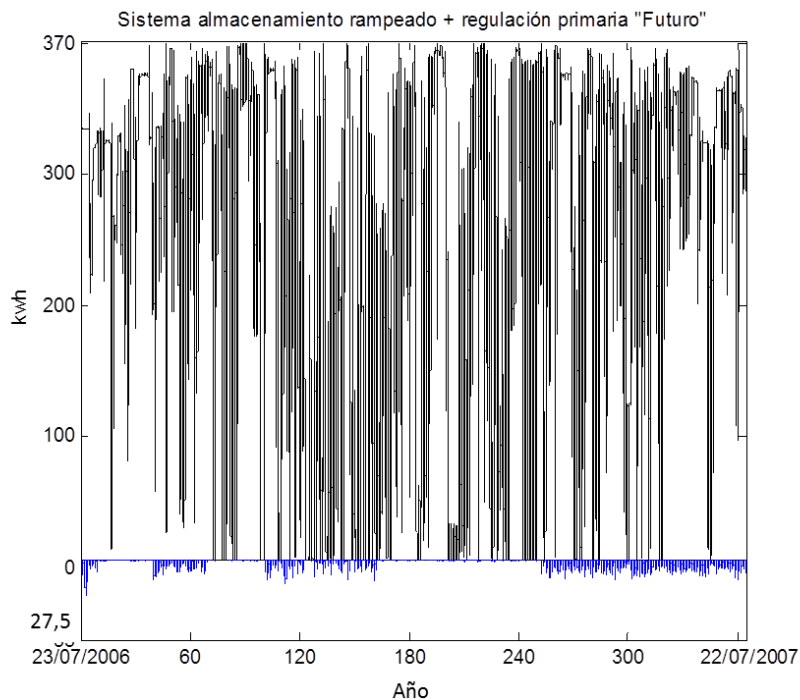
## 8.2 Filtrado por rampas + regulación primaria normativa "Perspectiva Futuro"



**Figura 8.3 Sistema completo de dos bandas para la normativa "Perspectiva Futuro".** Se trata del sistema definitivo, una vez reducida la banda superior.

$$C_{bat total} = 369.55 \text{ kwh} + 27.5 \text{ kwh} = \mathbf{397.05 \text{ kwh}}$$

A continuación se hace una implementación mediante matlab:



**Figura 8.4 Implementación del sistema definitivo de dos bandas para la normativa "Perspectiva Futuro".\***

**\*\*Nota:** No se trata de dos sistemas de almacenamiento, sino que es uno. Se implementa la **Figura 8.2** para visualizar el funcionamiento.

Mediante Matlab se han obtenido los siguientes valores:

- Ebat, filt (kwh) > 369.55 kwh al año = 34.86kwh
- Tiempo (s) limitando la generación = 3horas y 22 minutos.

Con esta normativa, sin embargo, inyectando la  $\Delta P$  correspondiente de la banda superior en la banda del medio, se obtiene que ha estado más tiempo la batería cargada, y recibiendo entonces energía. Esto es lógico, ya que se puede inyectar una  $\Delta P_{\max}$  de 110kw, frente a los 16.5kw. Y esto hace que durante todo el año la banda del medio esté más cargada, y ya no sea una cantidad despreciable lo que se carga.

No obstante, que solo durante 3 horas y media al año se tenga que limitar el inversor es una muy buena solución, siempre y cuando en el capítulo siguiente salga que se ha obtenido beneficio económico.

En la siguiente **Tabla 2** se muestra un resumen de las dos normativas:

	kws total limitado	kwh total limitado	tiempo limitado (horas)
Normativa P.O.12.2.	1,57	0,00044	0,35
Normativa Futuro	125.490,00	34,86	3,37

**Tabla 2 Limitación Pfv mediante el inversor.** En esta Tabla se muestra los resultados obtenidos de la Pfv limitada.\*

**\*Nota:** El tiempo limitado se trata de los segundos que ha estado la Cbat, filt = 370kwh, y se ha introducido  $\Delta P$ . El valor de esta  $\Delta P$  habrá sido el correspondiente a la  $\Delta f$ , que no tiene porque ser el máximo.

## 9 PRESUPUESTO

Este último capítulo va a determinar si finalmente la reducción de la banda superior es posible o no.

Se tiene que comparar el ahorro obtenido en un año al reducir la banda superior con las pérdidas económicas al limitar el inversor, para ver si efectivamente se obtiene más beneficio al reducir la banda superior, que costes que genera esa reducción.

Para el presupuesto, se ha considerado un precio medio del sistema de almacenamiento de **350€/kwh** [JMA], y un coste de generación de electricidad de **0.10€/kwh** [JMA].

El precio de la electricidad no es un precio fijo, sino que es el precio que se fije a diario. Por ello se obtiene ese valor aproximado, teniendo en cuenta que puede llegar a variar, pero en céntimos de euro.

	Normativa P.O.12.2.	Normativa Perspectiva Futuro
Capacidad banda superior (kwh)	4,125	27,5
Coste almacenamiento* (€/kwh)	350	350
Ahorro reducción banda (€)	<b>1443,75</b>	<b>9625</b>
Energía FV limitada (kwh)	0,00044	34,86
Coste generación* (€/kwh gen.)	0,10	0,10
Pérdidas generación (€)	<b>0,00004</b>	<b>3,49</b>
<b>AHORRO TOTAL (€)</b>	<b>1443,75</b>	<b>9621,51</b>

**Tabla 3 Ahorro económico en la optimización del sistema de almacenamiento. Son valores anuales.**

**\*Nota:** el coste de almacenamiento como el de generación no es exacto, es un coste medio de los últimos precios [JMA].

Se observa el beneficio económico que supone la reducción de la banda superior. Limitar el inversor para la normativa P.O.12.2. no supone ningún coste al año, mientras que para la normativa “Perspectiva Futuro” supone un coste de 3,5€.

Se obtiene un beneficio total de **1443,75€** para la normativa P.O.12.2. y **9621.51€** para la normativa “Perspectiva Futuro”.

Por ello, el coste total del sistema de almacenamiento es el siguiente **Tabla 4**:

	Normativa P.O.12.2.	Normativa Perspectiva Futuro
Capacidad almacenamiento sistema de 3 bandas	377,5	424,55
Coste baterías (€/kwh)*	350	350
<b>Coste sistema de 3 bandas (€)</b>	<b>132.125,00</b>	<b>148.592,50</b>

Capacidad banda superior	4,125	27,5
Coste baterías (€/kwh)*	350	350
Beneficio reducción (€)	1.443,75	9.625,00

Energía limitada inversor (kwh)	0,00044	34,86
Coste energía (€/kwh generado)*	0,10	0,10
Pérdidas (€)	0,00004	3,5

Beneficio total reducción (€)	1.443,75	9.621,51
-------------------------------	----------	----------

<b>Coste sistema de 2 bandas (€)</b>	<b>130.681,25</b>	<b>138.970,99</b>
--------------------------------------	-------------------	-------------------

**Tabla 4 Coste total sistema de 3 bandas y sistema de 2 bandas.**

**\*Nota:** el coste de almacenamiento como el de generación no es exacto, es un coste medio de los últimos precios [JMA].

Por último se muestra un resumen del sistema de almacenamiento necesario para los dos sistemas de bandas, así como para cada normativa **Tabla 5**:

		Cbat teórico (kwh)	Cbat práctico(kwh)	% Utilización	Cbat teórico (Pn/Cbat)	C práctico (Pn/Cbat)	Precio (€)
3 BANDAS	P.O.12.2.	377,8	373,83	98,95	2,91	2,94	132.125,00
	Perspectiva Futuro	424,55	398,47	93,86	2,59	2,76	148.592,50
2 BANDAS	P.O.12.2.	374,125	371,81	99,38	2,94	2,96	130.681,25
	Perspectiva Futuro	397,50	384,55	96,74	2,77	2,86	138.970,99

**Tabla 5 Resumen sistema de almacenamiento de 3 bandas y 2 bandas.**

## 10 CONCLUSIÓN Y LÍNEAS FUTURAS

En definitiva, mediante este proyecto se ha obtenido un sistema de almacenamiento para poder implantar la regulación primaria a las grandes centrales fotovoltaicas (>1MW), así como filtrar la potencia que se inyecta a la red de manera que la fluctuación no sea mayor que el 2% de la potencia nominal en un minuto.

Para optimizar al máximo el sistema de almacenamiento se ha implementado por una parte el control de SOC. Este control permite hacer un control de la energía de las baterías, para que ésta no se desestabilice, y así se pueda aprovechar el máximo almacenamiento disponible.

Por otro lado, para reducir más el sistema de almacenamiento, se ha llegado a la conclusión final de **reducir la banda superior**, dedicada al almacenamiento que tiene que haber disponible en las baterías por si  $\Delta f > 0$ . Esto se hace limitando el inversor. Eso supone unas pérdidas, pero tal y como se ha visto en el apartado de “Presupuestos”, esas pérdidas económicas frente al ahorro que supone reducir esa banda son prácticamente nulas.

Así, en cualquiera de los casos se podrá responder a los dos objetivos, que son **inyectar gran cantidad de generación FV a la red eléctrica de manera filtrada**, y además poder responder a la **regulación primaria**.

A día de hoy este proyecto cuesta, según la normativa P.O.12.2., **130.681,25€** y según la normativa “Perspectiva Futuro” **138.970,99€**. Puede resultar un precio excesivo, pero teniendo en cuenta que el sistema de almacenamiento de grandes potencias no está completamente desarrollado, y que su coste irá descendiendo conforme aumente la investigación, este proyecto se hará más económico.

De todas formas este es el precio que supone igualarse a las grandes centrales convencionales, y así dejar de ser una fuente de generación secundaria. Por ello, se demuestra que es una realidad la posibilidad de implantar la regulación primaria a las centrales no convencionales.



Para concluir este proyecto, yo, como autor, Xanti Izal Orradre, me gustaría remarcar que esto no ha sido más que un pequeño estudio acerca de la implantación de las energías renovables en la red eléctrica. A pesar de ello, se vuelve a demostrar nuevamente cómo es posible realizar esta implantación correctamente, y como a pesar de que algunos las tachan como energías secundarias, la realidad demuestra que están totalmente igualadas con las antiguas y grandes centrales generadoras de electricidad.

El problema, entre otros, es que cualquiera puede acceder a la utilización de energías renovables, y esto a gran escala puede llegar a desprivatizar el mercado eléctrico. Y eso quizás no interese a unos pocos.

Por ello, me gustaría concluir diciendo que es hora de dejar los intereses personales a un lado, y apostar fuertemente por esta “nueva” tecnología de generación de electricidad porque está claro que va a marcar el futuro, y el presente.

## REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

[1] Red Eléctrica de España, Online: [www.ree.es](http://www.ree.es).

[1.1] Red Eléctrica de España, datos red eléctrica. "<http://www.ree.es>". Enero 2016.

[1.2] Red Eléctrica de España, Resolución P.O.7.1. de 30/07/1998, BOE, Resolución P.O.1.5. de 13/07/2006, BOE, Borrador P.O.12.2. de Octubre del 2008.

[1.3] Red Eléctrica de España, "El Sistema Eléctrico Español. Avance del informe del sistema eléctrico Español 2014"

Online:[http://www.ree.es/sistema\\_electrico/informeSEE.asp](http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp)

[1.4] Red Eléctrica de España, "CECOEL. Centro de Control Eléctrico",

Online: <http://www.ree.es/operación/cecoel.asp>

[1.5] Red Eléctrica de España. "Un fallo en la red de alta tensión de Alemania provoca cortes de suministro en varios países". Comunicado de prensa 31 de Noviembre de 2006.

[2] EOI. Master en energías renovables y Mercado energético. "Valores de potencia renovable instalada". Noviembre 2015.

[3] I. Sánchez Mayayo, "Integración de sistemas de producción de hidrógeno en parques eólicos conectados a la red". Tesis. Universidad Pública de Navarra. 2013.

[4] I. de la Parra, J. Marcos, M. García y L. Marroyo. "Control Strategies to smooth short-term power power fluctuations in large photovoltaic plants using battery storage systems". Dpto. de Ingeniería eléctrica y electrónica. Universidad Pública de Navarra. Agosto 2014.

[5] I. de la Parra, J. Marcos, M. García y L. Marroyo. "Control Strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control". Dpto. de Ingeniería eléctrica y electrónica. Universidad Pública de Navarra. Octubre 2014.

[6] I. de la Parra, J. Marcos, M. García y L. Marroyo. "Storage requirements for PV power ramp-rate control in PV feet". Dpto. de Ingeniería eléctrica y electrónica. Universidad Pública de Navarra. Mayo 2015.

[7] Apuntes de la asignatura "Redes Eléctricas", de Grado en Tecnologías Industriales 4º año.

[8] Empresa Beacon Power. Online:" [www.beaconpower.com](http://www.beaconpower.com)"

[9] Wikipedia, "Definición frecuencia eléctrica". Online: <http://www.wikipedia.es>

[10] J. Marcos Álvarez, “Fluctuaciones de la potencia generada por grandes centrales fotovoltaicas”. Tesis. Universidad Pública de Navarra. Julio 2011.

[IPA] Datos ofrecidos por I. de la Parra. Doctor Ingeniero Industrial. Universidad Pública de Navarra.

[JMA] Datos ofrecidos por J. Marcos. Personal docente e investigador. Universidad Pública de Navarra.